



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SERGIPE
PRÓ-REITORIA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA

**CARACTERIZAÇÃO E MODELAGEM GEOLÓGICA 3D DE
RESERVATÓRIOS TURBIDÍTICOS E SEUS IMPACTOS NA
PRODUÇÃO DE PETRÓLEO**

Otavio Leite Chaves

Orientador: Dr Wagner Souza-Lima
Coorientador: Dr. Paulo Lopes Brandão Paraizo

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Programa de Pós-Graduação em Geociências e Análise de Bacias

São Cristóvão-SE
2020

Otavio Leite Chaves

**CARACTERIZAÇÃO E MODELAGEM GEOLÓGICA 3D DE
RESERVATÓRIOS TURBIDÍTICO E SEUS IMPACTOS NA
PRODUÇÃO DE PETRÓLEO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Geociências e Análise de Bacias da Universidade Federal de Sergipe, como requisito para obtenção do título de Mestre em Geociências.

Orientador: Dr. Wagner Souza-Lima

Coorientador: Dr. Paulo Lopes Brandão Paraizo

São Cristóvão–SE
2020

**FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL
UNIVERSIDADE FEDERAL DE SERGIPE**

C512c Chaves, Otavio Leite
Caracterização e modelagem geológica 3D de reservatórios turbidíticos e seus impactos na produção de petróleo / Otavio Leite Chaves ; orientador Wagner Souza-Lima. – São Cristóvão, SE, 2020.
77 f. : il.

Dissertação (mestrado em Geociências e Análise de Bacias) – Universidade Federal de Sergipe, 2020.

1. Geociências. 2. Sedimentos (Geologia). 3. Turbiditos. 4. Modelagem geológica. 5. Engenharia do petróleo. I. Souza-Lima, Otavio, orient. II. Título.

CDU 553.068.2

CARACTERIZAÇÃO E MODELAGEM GEOLÓGICA 3D DE RESERVATÓRIOS TURBIDÍTICOS E SEUS IMPACTOS NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

por:

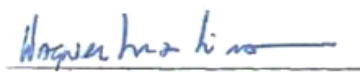
Otávio Leite Chaves
(Geólogo, Universidade Federal de Pernambuco – 2010)

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Submetida em satisfação parcial dos requisitos ao grau de:

MESTRE EM GEOCIÊNCIAS

BANCA EXAMINADORA:



Dr. Wagner Souza-Lima [Orientador – PGAB/UFS]



Dr. Cláudio Borba [Membro Externo – PETROBRAS]



Dr. Marco Antônio Schreiner Moraes [Membro Externo – Consultor]



Dra. Ana Claudia da Silva Andrade [Membro Interno – PGAB/UFS]

Data Defesa: 10/02/2020

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, gostaria de expressar os meus agradecimentos aos meus familiares, e, em especial, a “meu pai e minha mãe”.

Ao Dr. Wagner Souza-Lima pela orientação e desenvolvimento da dissertação. Aos colegas de trabalho Adler, Tales, Filipe Lira, Marcos Aurélio e Leonardo Kubota que, por se tratar de um tema multidisciplinar, contribuíram de alguma forma com seus conhecimentos.

A Marcela, pelo apoio e carinho.

A PETROBRAS por me proporcionar a oportunidade de aperfeiçoamento.

RESUMO

Com a melhoria dos dados sísmicos 3D de alta resolução, juntamente com o intenso estudo de afloramentos análogos, o conhecimento sobre os depósitos de canais turbidíticos cresceu bastante nos últimos anos. Porém, mesmo com esses avanços tecnológicos e conceituais, a previsibilidade para esse tipo de reservatório continua sendo muito difícil, principalmente, em áreas com caráter exploratório. Os diferentes tipos de padrões de empilhamentos, além da variedade de preenchimento sedimentar desses depósitos, geram heterogeneidades internas difíceis de serem identificadas devido a limitação dos dados existentes na exploração de hidrocarbonetos. Uma forma de analisar o grau de conexão dos depósitos turbidíticos, principalmente em áreas com poucos poços perfurados e sem histórico de produção, é realizando um teste de formação. A modelagem geológica 3D e a simulação de fluxo são ferramentas que possibilitam uma análise de incerteza associadas ao comportamento de produção de diferentes cenários de ocorrência desses reservatórios, variando os parâmetros estáticos da geologia e os parâmetros dinâmicos da engenharia de reservatório. O trabalho teve como objetivo verificar o grau de comunicação hidráulica nos diferentes cenários de empilhamentos e preenchimentos de complexos de canais, a partir da simulação numérica de um teste de formação com vazão de produção constante de duzentas horas de fluxo. A mudança na deposição do complexo canalizado com predominância de migração lateral para um contexto de maior empilhamento vertical fez com que o grau de confinamento aumentasse. Os diferentes cenários de ocorrência de barreiras geraram pequenos confinamentos, mostrando que para ter muita influência na conectividade hidráulica, os depósitos canalizados precisam de barreiras de permeabilidade bastante efetivas. O aumento da permeabilidade intensificou o alcance da investigação do teste, encontrando barreiras mais rapidamente. O padrão de empilhamento e a variação de permeabilidade foram os fatores mais influentes nos resultados do teste de formação.

Palavra-chave: Sedimentologia. Depósitos de águas profundas. Turbiditos. Modelagem geológica 3D. Simulação de fluxo.

ABSTRACT

Over the years, with the improvement in high-resolution 3D-seismic data and extensive outcrop studies, the knowledge about turbidite channel deposits has considerably grown. Nevertheless, despite the technological and conceptual advances, the predictability of this kind of reservoir remains difficult, especially in exploration areas. The different types of stacking patterns and the variety of sediment fillings in these deposits generate internal heterogeneity that is difficult to identify with the limitation of hydrocarbon industry existing data. One way to analyze the connectivity of turbidity deposits, especially in zones with few drilled wells and without historical production data, is executing a formation test. In these type of reservoirs, 3D geological modelling and numeric simulation are tools that allow the realization of uncertainty analysis, varying the static geological parameters and the dynamic engineer ones, associated with production behavior in different existing scenarios. The objective of this paper is to evaluate the hydraulic communication degree of turbidity channel complexes in different stacking and filling scenarios, through numeric simulation of a formation test with constant production during a two hundred hours hydrocarbon-flow. The pattern alteration of turbidity channel deposits from a higher predominance of lateral migration to a greater vertical stacking made the confinement in these deposits to increase. The different occurrence of barrier scenarios generated smaller confinements, showing that in other to have a lot of influence in the hydraulic connectivity, the channel deposits must have very effective permeability barriers. The increase in permeability intensified the investigation range of the test, which found barriers more rapidly. The stacking pattern, along with the permeability variation, were the most influential factors in the results of the formation test.

Keywords: Sedimentology. Deepwater deposits. Turbidites. 3D geological modelling. Numerical flow simulation.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO	16
OBJETIVO.....	17
MATERIAIS E MÉTODOS	17
MODELAGEM GEOLÓGICA 3D DE RESERVATÓRIO	18
SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO.....	20
TESTE DE FORMAÇÃO A POÇO REVESTIDO.....	23
ABORDAGEM TEÓRICA SOBRE DEPÓSITOS TURBIDÍTICOS	24
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	43
CAPÍTULO II – ARTIGO SUBMETIDO À REVISTA MARINE AND PETROLEUM GEOLOGY	46
CHARACTERIZATION AND 3D GEOLOGICAL MODELLING OF TURBIDITY RESERVOIRS AND ITS INFLUENCES IN THE PETROLEUM PRODUCTION.....	46
ABSTRACT	46
INTRODUCTION.....	47
MATERIALS AND METHODS.....	49
Geological scenarios	49
3D geological modelling.....	53
Numerical flow simulation	55
RESULTS AND DISCUSSIONS.....	57
Stacking pattern variation	57
Occurrence variation of hydraulic barriers	60
Effective permeability.....	64
CONCLUSION	67

BIBLIOGRAPHIC REFERENCE.....	69
CAPÍTULO III – CONCLUSÃO	73
ANEXOS I – NORMAS PARA SUBMISSÃO DA REVISTA	75
Apresentação da revista	75
Normas para submissão	75
ANEXO II - COMPROVAÇÃO DE SUBMISSÃO.....	76
ANEXO III – JUSTIFICATIVA DA PARTICIPAÇÃO DE COAUTORES.....	77

LISTA DE FIGURAS – CAPÍTULO 1

Figura 1 - Etapas do processo de criação do modelo geológico 3D de reservatório (Neves, 2007).	20
Figura 2 - Resultados derivados da simulação. A) Curva de produção de um cenário fictício. Comparação entre dado real e a simulação ajustada ao histórico e uma curva otimista. B) Modelo 3D da pressão após nove horas de produção.	22
Figura 3 - Gráficos originados da simulação do teste de formação. A) Principais resultados do teste de formação. Para o estudo, a curva do delta da derivada da pressão foi a utilizada. B) A Curva do delta da derivada da pressão e as principais interpretações dos resultados. O estágio desconsiderado está associado à estocagem do poço e não tem utilidade no estudo em questão. Estágio 1 representa o período de tempo no qual a pressão não varia de forma rápida. Em geral, está associado a regiões com boas recargas hidráulicas, isto é, boa comunicação. Estágio 2 ilustra a mudança de comportamento da pressão, começando a variar de forma mais rápida. Com o aumento da inclinação da curva é possível fazer interpretações sobre o maior confinamento dos canais.	24
Figura 4 – A sequência de fácies do Bouma (1962) e o cone deposicional. Definição das fácies da base para o topo: porção basal maciça (Ta), arenitos com laminação paralela (Tb), laminação por ripples (Tc), sedimentos hemipelágicos (Td) e, por fim, sedimentos pelágicos de bacia (Te) (Bouma, 1962).....	25
Figura 5 - Modelo de leque do Normark (1970).....	26
Figura 6 - Modelo de leque de Mutti & Ricci Lucchi (1972).....	27
Figura 7 - Modelo de distribuição de fácies ao longo dos elementos arquiteturais de Walker (1978).....	28
Figura 8 - Modelo evolutivo de depósitos de águas profundas de Mutti & Normark (1987).....	29
Figura 9 - Modelo evolutivo de depósitos de águas profundas de Van Wagoner <i>et al.</i> (1988).....	29

Figura 10 - Padrões de empilhamentos propostos por Pickering <i>et al.</i> (1995).	30
Figura 11 - Modelo de preenchimento de canal de Mayall & Stewart. (2000).	32
Figura 12 - Modelo de complexo de canal de Mayall <i>et al.</i> (2006).....	32
Figura 13 - Modelo de canais e de fácies de McHargue <i>et al.</i> (2010).	33
Figura 14 - Modelo evolutivo do complexo de canais de McHargue <i>et al.</i> (2010).	34
Figura 15 - Modelo de canais propostos por Liu <i>et al.</i> (2013).	35
Figura 16 - Hierarquias dos depósitos de lobos terminais propostos por Zhang <i>et al.</i> (2017).	36
Figura 17 - Modelo evolutivo dos lobos terminais propostos por Hodgson <i>et al.</i> (2006), modificado por Zhang <i>et al.</i> (2017).	36
Figura 18 - Modelo de depósitos de águas profundas de Kang <i>et al.</i> (2018).	37
Figura 19 - Modelo de depósitos de águas profundas do Huang (2018). ...	38
Figura 20 - Workflow da modelagem geológica 3D proposto por Yan-lin <i>et al.</i> (2011).	39
Figura 21 - Modelo de empilhamento de canais e de distribuição de fácies proposto por Labourdette <i>et al.</i> (2006). A) Canais com migração lateral. B) Canais com empilhamento vertical.	40
Figura 22 - A figura ilustra elementos canalizados visualizados a partir de atributos sísmicos e em afloramento. As dimensões encontradas na sísmicas são semelhantes ao dado do afloramento, porém, não é possível descrever com mais detalhes as características internas aos canais (Ragagnin & Moraes, 2006).	41
Figura 23 - A figura ilustra depósitos de lobos terminais vistos a partir de atributos sísmicos e em afloramentos. As dimensões encontradas no dado sísmico foram semelhantes com os dos dados de afloramentos (Ragagnin & Moraes, 2006).	42

LISTA DE FIGURA – CAPÍTULO II

- Figure 1 - Scenarios of stacking patterns of channeled systems to modeling and flow simulation. In total, only five cases of different stacking patterns were chosen, but with the same facies filling, porosity and permeability values..... 50
- Figure 2 - Uncertainty scenarios related to facies filling. Overall, four scenarios of barrier occurrences and one without permeability barrier were modelled. These five scenarios were tested in three different stacking pattern cases. The petrophysical values of porosity and permeability have been kept constant in all cases. 51
- Figure 3 - Modelled and simulated permeability scenarios during the formation test. In total, six permeability cases were tested using three different stacking patterns. The sedimentary filling and its porosity values were kept constant..... 52
- Figure 4 - Phases of stratigraphic model for lateral migration context. The subsequent stacking patterns followed the same methodology. A) Elaboration of individual channels with their respective dimensions. B) Modelled channel complexes using cut and filling concepts. C) Final stratigraphic model individualizing the channel and the spill deposit..... 53
- Figure 5 - Facies model phase for channel complexes with lateral migration. Other stacking pattern scenarios were modelled in the same way. A) Channel complex without permeability barrier (Scenario 1 of facies). B) Slumped shales in the base of channel (Scenario 2 of facies) C) Transmissibility barriers located in channel margin (Scenario 3 of facies). D) Channel complexes with partial communication (Scenario 4 of facies). E) Channel complexes with low communication between channels due to occurrence of barriers along the channel (Scenario 5 of facies)..... 54
- Figure 6 – Strike section along of channel complexes, showing the production scenarios. A-E) Production well used in simulation was placed in the axis of channel 10, always testing the same depositional element. The red rectangular form represents the perforated interval in different stacking pattern scenarios. F) Map of well location in relation to channel 10..... 55

Figure 7 - Graphs originated from the formation test simulation. A) Main results of formation test. To the study, the variation of the pressure derivative curve was used. B) The variation curve of the pressure derivative curve and its main interpretation results. The discarded stage of the curve is associated with well log and is useless in this analysis. Stage 1 represents the period that the pressure does not vary quickly. In general, it is associated with good hydraulic recharge regions, which means, good communication. Stage 2 illustrates the change in the pressure behavior, starting to vary rapidly. This curve inclination is one of the parameters used to interpret the channel confinement degree. 57

Figure 8 - Results of test simulation in different stacking pattern scenarios. The inclination of the pressure derivative curve increases in the scenarios of greater vertical amalgamation, indicating a more confined context. 58

Figure 9 - Comparison between channel complexes with lateral migration tendency versus vertical stacking. A) 3D geological model with pressure property after 20 hours into formation testing. The pressure in the lateral migration scenario tends to vary in a radial way, since the channels had a better recharge between themselves. In the vertical stacking model, the flow drainage stays more confined along the channel, due to lateral barriers. B) 3D geological model with porosity property showing existing barriers. The spill deposits of the channel complexes make the confinement increase rapidly in the test results. C) 3D geological model with the porosity property only in the turbidity channels. The bigger porosity thicknesses influenced the curve behavior along the Y-axis, near to the perforation interval region ... 59

Figure 10 – Crossplot between confinement degree versus aspect ratio. The tested scenarios showed that the greater vertical amalgamation of the channel complexes, the faster the increment in the confinement degree. 60

Figure 11 - Results of simulation formation test to scenarios of facies variations in different stacking patterns. A) Facies variation response in relation to channels with bigger lateral migration. The 1, 2 and 4 scenarios had very similar behaviors in relation to the pressure derivative curve inclination. The laterally existing barriers of scenario 3 showed that the system had a faster confinement. Scenario 5 presented to be highly confined but with hydraulic communication points. B) Facies scenario responses deposited in channel complexes with vertical and lateral amalgamation

tendencies. In a geological context, the lateral barriers of scenario 3 had more influence in the results. Scenarios 1, 2 and 4 show very alike results. Scenario 5 was subjective to high confinement. C) Results related to vertical stacking pattern. When compared to the other cases, scenario 4 had a more delayed response to confinement..... 62

Figure 12 – Strike section along channel complexes showing the pressure property throughout time in a 3D geological model (Scenario 3). The existence of lateral barriers made the drainage difficult in this depositional context, making the fluid to have to go through a longer route as shown in the pressure variation between channels. 63

Figure 13 - Difference between drained regions among number 1, 2 and 4 scenarios of vertical stacking pattern. All of them had communication between channels; however, the slumped shales from case 4 hindered the hydrocarbon drainage present in the spill deposits. This situation made production to be more impacted by the channeled deposits and less influenced by all the turbidity fan system. 63

Figure 14 - Confinement degree crossplot versus facies variation cases. The different curve colors indicate distinct deposition scenarios where the barrier occurrences were tested: gray color – vertical stacking; orange color – vertical stacking and lateral migration; blue color – lateral migration. It is possible to observe that in cases with the same amalgamation degree, the difference in the confinement degree was small. The values differentiate themselves when the cases are compared to different stacking patterns. ... 64

Figure 15 - Simulation results using the permeability variable as an uncertainty. It was possible to observe the growth in the inclination of the pressure derivative curve with the increase of permeability values in all deposition pattern scenarios. In general, the permeability increment intensified the range of the test, which made possible to observe the barriers in a smaller period. A) Variation permeability response in channel complex with lateral migration tendency. B) Variation permeability response in channel complex with lateral migration and vertical stacking tendencies. C) Variation permeability response in channel complex with vertical stacking tendency..... 65

Figure 16 - Permeability model and pressure variation at the end of the test in different cases, seen at section and plant map. A) High permeability model

showing that practically all regions were affected by the pressure variation at the end of the test. B) Low permeability model illustrating a smaller investigated area and a radial format of pressure variation at the end of the test. 66

Figure 17 - Confinement degree cross plot versus permeability. The different curve colors indicate different stacking pattern scenarios, in which the permeability variation was tested. The number 1 region shows the possibility to distinguish the vertical and lateral amalgamation degree of the channel complexes. In the second region, the higher permeability values obtained very similar responses in relation to the confinement degree..... 67

CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO

Os riscos de investimentos associados à exploração e à produção de hidrocarbonetos são bastantes elevados e, por isso, o aprimoramento do conhecimento relacionado aos depósitos sedimentares é de suma importância. Os interesses pelos reservatórios turbidíticos ao longo dos anos, em diversas regiões do mundo, como Golfo do México, costa oeste da África, costa leste do Brasil e Mar do Norte, incentivaram diversos estudos, gerando um vasto acervo de dados e conceitos na literatura (Mayall & Stewart, 2000; Mayall *et al.*, 2006; Labourdette *et al.*, 2006; Labourdette, 2007; McHargue *et al.*, 2010; Liu *et al.*, 2013; Kang *et al.*, 2018; Huang *et al.*, 2018). Além da evolução conceitual, as tecnologias desenvolvidas nos últimos anos, em especial os dados geofísicos, contribuíram para o detalhamento dos reservatórios turbidíticos. Com as informações e dados existentes, vem-se buscando gerar cenários geológicos mais preditivos, quantificando e diminuindo as incertezas atreladas às etapas de descoberta e desenvolvimento de campos de petróleo.

Os diferentes tipos de padrões de empilhamentos, além da variedade de preenchimento sedimentar desses depósitos, geram heterogeneidades internas difíceis de serem identificadas com a limitação dos dados existentes na exploração de hidrocarbonetos (Ragagnin & Moraes, 2006). Trabalhos como do Walker (1978), Mayall *et al.* (2006), Labourdette *et al.* (2006) e McHargue *et al.* (2010) mostraram a busca continua na elaboração de modelos conceituais mais preditivos. Porém, o grau de comunicação hidráulica nos diferentes cenários de deposição precisa ser melhor avaliado, auxiliando na robustez da curva de previsão de produção da área a ser explorada. A modelagem geológica 3D de reservatório, em conjunto com a simulação numérica de fluxo, são as ferramentas que auxiliam na análise de incerteza e embasam as decisões a serem tomadas nas áreas de interesse.

Os depósitos turbidíticos associados a eventos de cortes e preenchimentos, canais, podem ser caracterizados por diferentes padrões de empilhamento (Pickering *et al.*, 1995), geometria, faciologia (Mayall *et al.*, 2006; McHargue *et al.*, 2010) e características petrofísicas, influenciando diretamente no grau de comunicação entre os corpos arenosos (Labourdette, 2007). Uma forma de analisar o grau de conexão dos depósitos turbidíticos, principalmente em áreas com poucos poços perfurados e sem histórico de produção, é realizando um teste de formação. Essa ferramenta de avaliação de formação contribui

para entendimento do depósito sedimentar e, conseqüentemente, no melhor planejamento para exploração do hidrocarboneto.

OBJETIVO

Esse trabalho teve como objetivo avaliar a conectividade entre os diferentes cenários de depósitos turbidíticos canalizados, utilizando a metodologia da modelagem geológica 3D e a simulação de fluxo no tempo de um teste de formação. Essas ferramentas auxiliaram no estudo mostrando o comportamento do fluido no interior do reservatório, em contextos distintos de padrão empilhamento, preenchimento sedimentar e valores de permeabilidade.

O grau de conectividade entre os diferentes cenários dos depósitos canalizados de leques de águas profundas é uma das principais incertezas associadas à produção nesse tipo de reservatório. A utilização da modelagem 3D, integrada com dados dinâmicos de engenharia de reservatório, trará um ganho no entendimento do grau de conectividade em diferentes cenários de sistemas de canais turbidíticos, contribuindo para um melhor projeto de desenvolvimento de uma área.

MATERIAIS E MÉTODOS

Por se tornar um ponto importante para o entendimento do trabalho, o tópico foi descrito detalhadamente ao longo do artigo, capítulo 2. Por isso, para evitar repetição do tema, foi optado por não escrever sobre os materiais e métodos de forma prolongada no capítulo 1.

De forma geral, foram utilizados dados de bibliografia sobre depósitos canalizados turbidíticos e de poços da região de águas profundas da bacia de Sergipe-Alagoas para realização deste trabalho. Essas informações embasaram a construção dos modelos geológicos 3D, visando a caracterização do reservatório da forma mais fidedigna possível. Após a etapa da modelagem, o estudo seguiu com a simulação numérica de um

teste de formação, fornecendo os resultados para interpretação do comportamento dos fluxos no interior dos reservatórios nos diferentes cenários de deposição.

MODELAGEM GEOLÓGICA 3D DE RESERVATÓRIO

A modelagem geológica 3D de reservatório representa uma aproximação simplificada de uma realidade complexa, que são os sistemas deposicionais existentes na natureza. A construção de um modelo tem como objetivo reproduzir o limite de ocorrência do depósito sedimentar de uma determinada área e suas características internas, tanto faciológicas quanto petrográficas. A dificuldade de interpretar as heterogeneidades em sub-superfície é o principal desafio, pois, muitas vezes, a falta de dados existentes na área de trabalho prejudica o detalhamento do modelo tridimensional, influenciando diretamente na simulação de fluxo, etapa seguinte da modelagem de reservatório. Essas incertezas internas podem ser quantificadas ao longo do processo e, conseqüentemente, diminuem os riscos de investimentos em áreas em com caráter mais exploratório ou em regiões com um nível de conhecimento mais elevado.

A necessidade de retratar a complexidade do reservatório de interesse da melhor forma possível, aumenta a importância da aquisição e utilização de dados na área de estudo. As informações que auxiliam na elaboração do modelo tridimensional podem ser originadas a partir de três categorias (Caers, 2005):

- **Dados geológicos** - Podem ser dados de rocha como o testemunho, amostra lateral e plugues que contribuem para descrição de fácies, porosidade e permeabilidade; dados de perfis que ajudam na interpretação litológica, petrofísicas e tipos de fluido; e dados de afloramentos análogos, como largura e espessura de canais turbidíticos, que embasam a construção do modelo tridimensional. Os dados geológicos são informações mais pontuais, o que necessita, quando possível, de uma correlação com outros tipos de dados disponíveis.
- **Dados geofísicos** - O principal dado deste grupo é a sísmica, que colabora na delimitação da área de ocorrência e na interpretação estrutural de falhas do reservatório. Além disso, os atributos extraídos desse dado auxiliam na distribuição das propriedades de fácies sedimentares e porosidade. A restrição é o

limite de resolução vertical, prejudicando interpretações em escalas mais detalhadas.

- **Dados de engenharia** - Caracterizado pelos dados de fluido, dados de teste de formação e dados de produção que assistem na interpretação de conectividade dos reservatórios.

Apesar dessas informações estarem classificadas em três grupos diferentes, a interação entre elas no processo da modelagem de reservatório é de suma importância para uma interpretação mais consistente do depósito sedimentar. Esses dados são inseridos ao longo das etapas de desenvolvimento do modelo 3D, que incluem:

- **Modelo estrutural** - Etapa inicial da modelagem tridimensional, no qual são inseridos as superfícies e falhas mapeadas, construindo o arcabouço estrutural do reservatório
- **Modelo estratigráfico** - Determinação do arcabouço estratigráfico do reservatório, a partir da integração de dados de poços, sísmica e de engenharia. A geração das zonas estratigráficas é de grande importância, pois os fluxos dos fluidos ocorrem nessas unidades de produção.
- **Modelo de fácies** - Etapa de preenchimento das fácies, caracterizada pela distribuição das heterogeneidades internas do reservatório.
- **Modelo petrofísico** - Fase de definição da distribuição das propriedades de porosidade e permeabilidade.

Um ponto importante na modelagem geológica 3D é a escolha das dimensões das células para compor o grid. A necessidade de reproduzir mais fielmente as heterogeneidades internas dos depósitos sedimentares implica na diminuição das dimensões das células e, conseqüentemente, no aumento do tamanho do grid. Esse crescimento de números de células pode prejudicar a velocidade da simulação numérica de fluxo, por isso, é importante a interação com o engenheiro de reservatório, buscando um cenário que não prejudique a representação geológica e nem o processo de simulação.

Devido à incerteza associada à interpretação do reservatório, a partir da modelagem geológica 3D, podem ser criados cenários de diversos aspectos relacionados ao reservatório. Mudança da geometria interna, variação da proporção de fácies,

mudanças de valores médios de porosidades e permeabilidade são alguns dos parâmetros que podem ser trabalhados para gerar diferentes cenários geológicos, servindo de casos para os estudos de simulação de fluxo, etapa final do estudo de reservatório. Neves (2007) ilustrou as etapas de trabalho para a construção do modelo geológico 3D de reservatório (Figura 1).

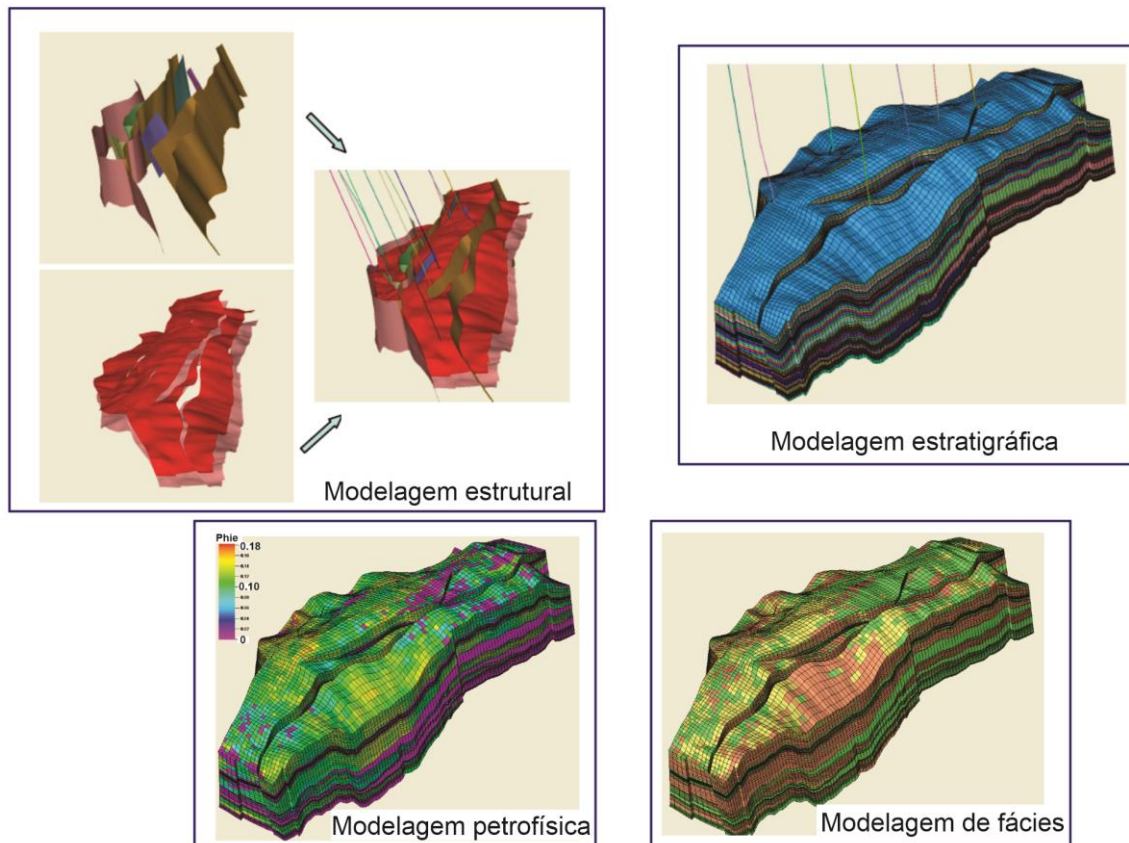


Figura 1 - Etapas do processo de criação do modelo geológico 3D de reservatório (Neves, 2007).

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO

Utilizado para estimar os possíveis comportamentos do fluido no interior do reservatório, a simulação numérica de fluxo em meios porosos é um dos métodos utilizados na engenharia de petróleo. Após a elaboração do modelo geológico 3D, as informações são inseridas no simulador, juntamente com os dados de engenharia, embasando o gerenciamento e o planejamento da área de interesse. Essa metodologia pode ser aplicada tanto em áreas exploratórias, com poucas informações, quanto em campos maduros, com um longo histórico de produção.

Ao longo das fases da vida de um campo de petróleo, da descoberta ao abandono, surgem as incertezas associadas ao modelo ideal de desenvolvimento da área. Quantos e onde perfurar os poços que farão parte do projeto, além de qual método de recuperação será utilizado ao longo da vida útil do reservatório, são algumas das dúvidas que surgem e que são respondidas pelos resultados obtidos na simulação.

Para iniciar o processo de simulação numérica de fluxo é importante a caracterização do reservatório. Esse processo passa pela definição das propriedades de rocha, reproduzido pelo modelo geológico 3D, e de fluido, a partir dos dados de pressão de saturação, viscosidade, fator de formação do óleo e do gás e razão de solubilidade entre outras informações obtidas nas amostras de hidrocarbonetos oriundos de reservatórios.

Com todos os *inputs* inseridos, o próximo passo é a simulação de um cenário de produção. Pode ser uma área nunca explorada com um único poço produzindo, estimando a viabilidade do projeto, ou em um campo maduro com centenas de poços já perfurados, prevendo se novas perfurações contribuirão significante ou não no aumento da produtividade. Para o trabalho em questão, a simulação foi gerada idealizando um teste de formação a poço aberto.

O resultado é a geração da curva de previsão de produção para um intervalo de tempo de interesse (Figura 2). Em campos que já iniciaram o processo de exploração de hidrocarbonetos, é necessário realizar o ajuste de histórico (Lake, 2007). A comparação do resultado obtido pela simulação versus o dado de produção real é fundamental para saber se o modelo geológico e os parâmetros dos fluidos utilizados estão corretos e se servirão para a extrapolação da curva produção. Além da curva de produção, é possível visualizar outros parâmetros que contribuem para o entendimento do reservatório, como: regiões com hidrocarbonetos remanescentes, variações de pressão ao longo do tempo de produção (Figura 2) e variações da saturação de água e óleo ao decorrer da produção.

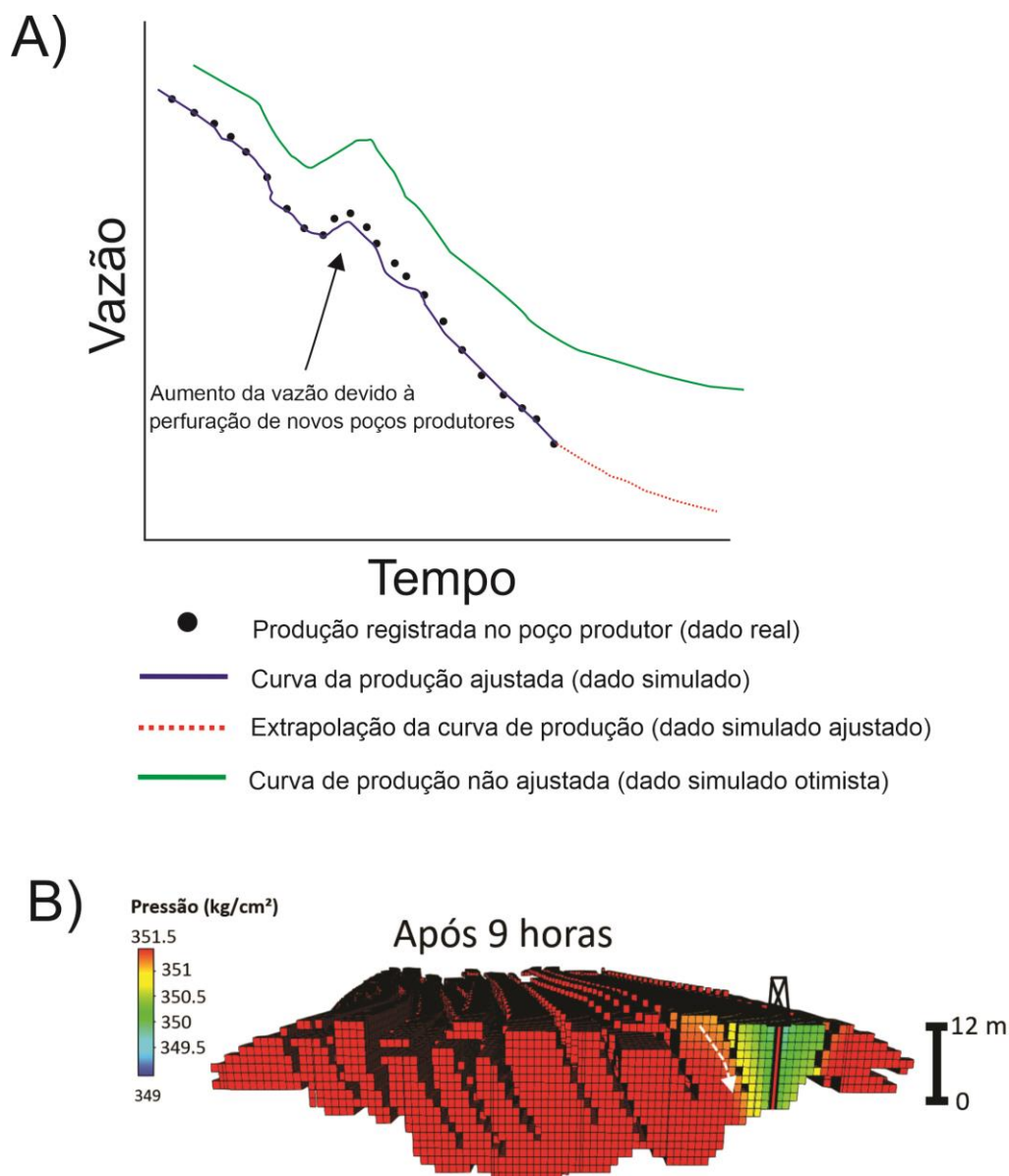


Figura 2 - Resultados derivados da simulação. A) Curva de produção de um cenário fictício. Comparação entre dado real e a simulação ajustada ao histórico e uma curva otimista. B) Modelo 3D da pressão após nove horas de produção.

O resultado obtido na simulação numérica de fluxo tem um papel fundamental na decisão das estratégias de exploração de um campo de petróleo. As reproduções do comportamento do fluido no interior do reservatório contribuem, não só para as estimativas de volumes originais, volumes recuperáveis e reservas da área de trabalho, mas para análise de comunicação hidráulica entre canais turbidíticos, por exemplo.

TESTE DE FORMAÇÃO A POÇO REVESTIDO

Teste de formação a poço revestido é uma atividade que visa avaliar qualitativamente e quantitativamente o potencial de uma jazida de petróleo antes de se montar uma estrutura mais completa de produção (Clark & Van Golf-Racht, 1985). A capacidade produtiva do reservatório é avaliada a partir de uma produção de curta duração.

Com a ferramenta posicionada ao longo do poço em produção, a variação de pressão provocada pela vazão de hidrocarbonetos do reservatório é medida pelos registradores. Essas mudanças dos valores de pressão são utilizadas para calcular propriedades do depósito sedimentar. Os objetivos do teste de formação são: identificação de fluidos, pressão estática, permeabilidade, transmissibilidade, produtividade, vazão de fluidos, comunicação e extensão do reservatório. Para o contexto de reservatórios turbidíticos, é uma forma de analisar o grau de conexão dos depósitos, principalmente, em áreas com poucos poços perfurados e sem histórico de produção, diminuindo riscos dos projetos.

Ao término do teste, as variações da pressão ao longo do tempo são analisadas. Uma das formas de análise do teste de formação a poço revestido é utilizando a metodologia da deconvolução, que, de forma simples, é a resposta da pressão do reservatório à vazão constante (Schroeter *et al.*, 2001). Os resultados são consequências do comportamento do fluido no interior do reservatório sob diferentes cenários geológicos, interpretados a partir inclinações das curvas da pressão e a curva da derivada da pressão ao longo do tempo do teste (Figura 3).

De forma simples, quanto mais canais conectados e menos barreiras de permeabilidades, menor a variação da derivada da pressão com o tempo, pois, um maior número de canais contribuem na manutenção da pressão. Em complexos de canais com comunicação hidráulica prejudicada, quanto maior a variação do gradiente de pressão, maior a inclinação da curva. Resumindo, a inclinação da curva expressa o grau de dificuldade do fluxo de óleo na direção do poço.

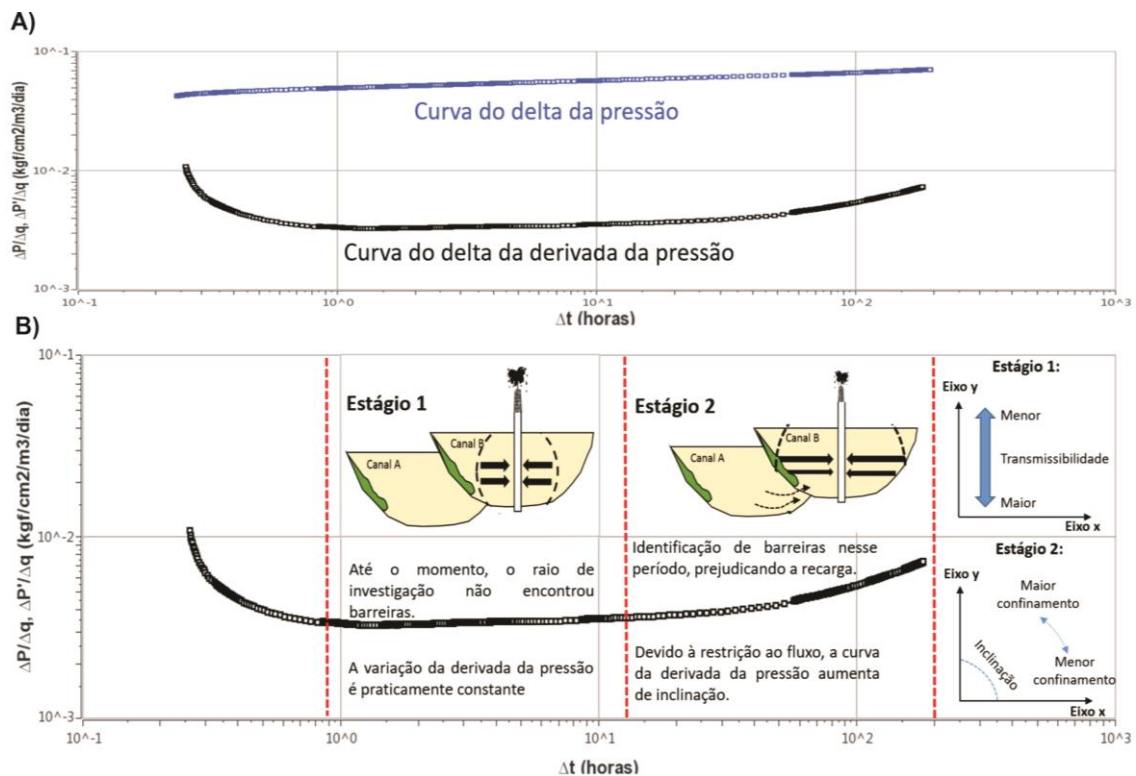


Figura 3 - Gráficos originados da simulação do teste de formação. A) Principais resultados do teste de formação. Para o estudo, a curva do delta da derivada da pressão foi a utilizada. B) A Curva do delta da derivada da pressão e as principais interpretações dos resultados. O estágio desconsiderado está associado à estocagem do poço e não tem utilidade no estudo em questão. Estágio 1 representa o período de tempo no qual a pressão não varia de forma rápida. Em geral, está associado a regiões com boas recargas hidráulicas, isto é, boa comunicação. Estágio 2 ilustra a mudança de comportamento da pressão, começando a variar de forma mais rápida. Com o aumento da inclinação da curva é possível fazer interpretações sobre o maior confinamento dos canais.

ABORDAGEM TEÓRICA SOBRE DEPÓSITOS TURBIDÍTICOS

O mecanismo de transporte sedimentar por corrente de turbidez e os depósitos associados ganharam notoriedade a partir do trabalho de Kuenen & Migliorini (1950). O termo turbidito, que está relacionado ao depósito sedimentar oriundo por corrente de turbidez, foi classificado por Kuenen (1957). Esses depósitos eram descritos como a alternância de extensas camadas gradadas de arenitos e de camadas de folhelhos. A associação desses sedimentos, que apresentavam uma mudança sistemática no tamanho dos grãos da base para o topo, como consequência da corrente turbidez, influenciou novos estudos, não só em afloramentos, mas em sub-superfície, com dados de geologia marinha.

Após a inserção do conceito de corrente de turbidez, surgiram diversos trabalhos que descreveram variações faciológicas associadas a esses depósitos. Em 1962, o trabalho publicado por Arnold Bouma ganhou relevância no cenário de depósitos de águas profundas, e, até os dias de hoje, os conceitos propostos são utilizados. A partir da descrição do afloramento do arenito Annot, no sudeste da França, Bouma constatou que as camadas apresentavam uma gradação normal e uma sucessão vertical de estruturas sedimentares que, quando completa, mostravam uma porção basal maciça (Ta), passando a arenitos com laminação paralela (Tb), depois com laminação por *ripples* (Tc), seguidos por sedimentos hemipelágicos (Td) e, por fim, sedimentos pelágicos de bacia (Te), depositados devido à parada das correntes de turbidez (Figura 4).

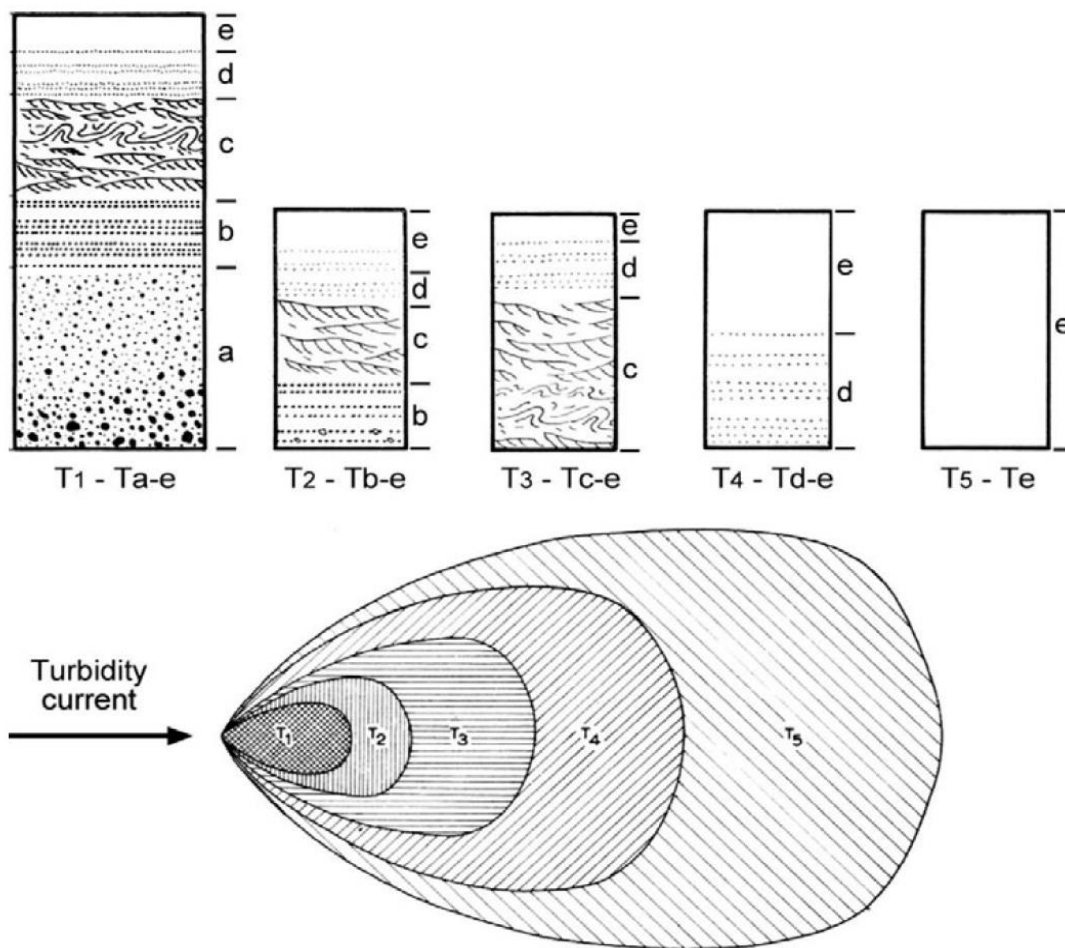


Figura 4 – A sequência de fácies do Bouma (1962) e o cone deposicional. Definição das fácies da base para o topo: porção basal maciça (Ta), arenitos com laminação paralela (Tb), laminação por *ripples* (Tc), sedimentos hemipelágicos (Td) e, por fim, sedimentos pelágicos de bacia (Te) (Bouma, 1962).

Com o aumento do interesse nos reservatórios turbidíticos, muitos trabalhos publicados na década 70 visavam construir modelos deposicionais mais preditivos. Um trabalho importante foi o do Normark (1970) que, a partir de dados de geologia marinha dos leques recentes de *Jolla* e de *San Lucas*, Califórnia e *Baja Califórnia*, respectivamente, descreveu a morfologia dos depósitos turbidíticos com feições mais canalizadas na porção proximal e mais lobada na porção distal. Além disso, foi delimitado o leque de água profunda em três regiões: leque superior, leque intermediário e leque inferior (Figura 5). O leque superior, também denominado de *leveed valley*, foi descrito como a porção mais proximal do sistema, apresentando feições de canais erosivos e de depósitos de *levees*. A região do leque intermediário foi caracterizada pela presença dos canais distributários, de menor porte, que alimentam a porção mais distal dos depósitos de águas profundas. Por sua vez, as porções do leque inferior eram caracterizadas por feições erosivas menos abundantes e pela deposição de sedimentos decorrente da interrupção do confinamento da corrente de turbidez.

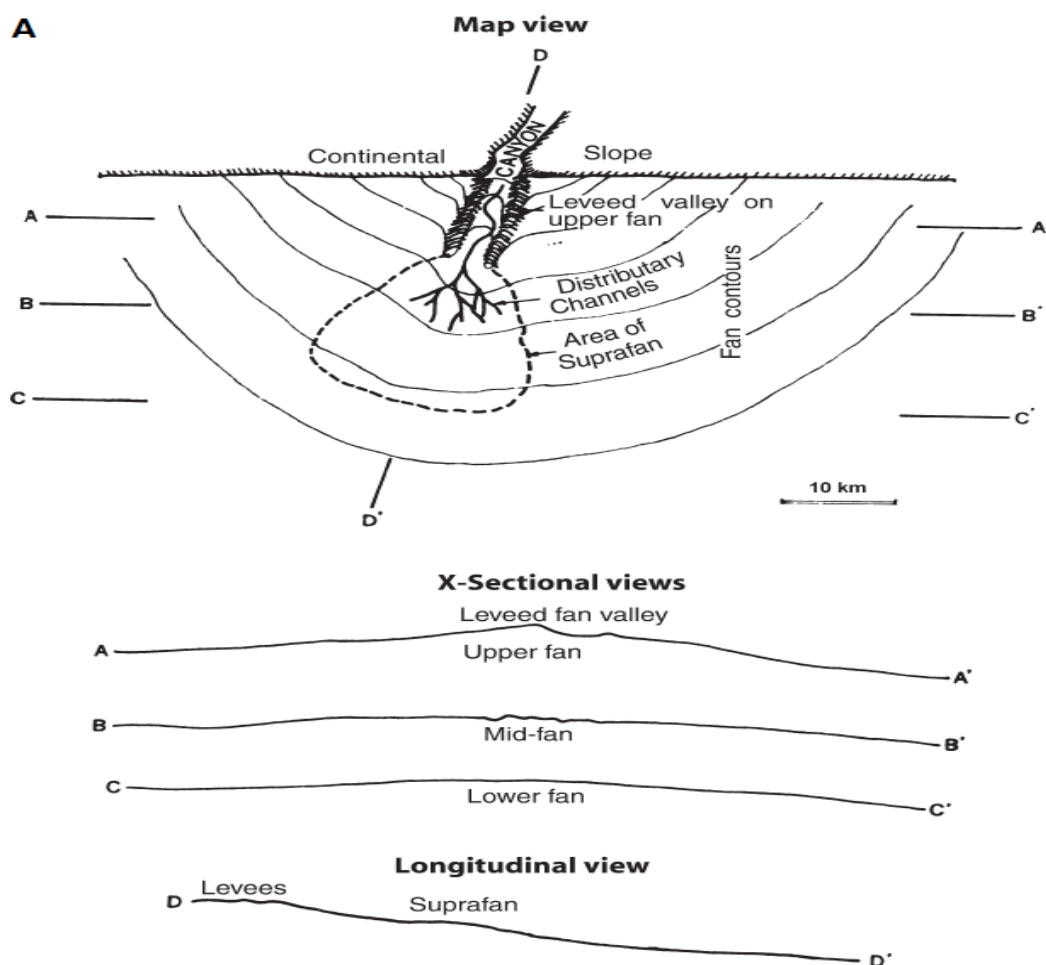


Figura 5 - Modelo de leque do Normark (1970).

Mutti & Ricci-Lucchi (1972), utilizando dados de afloramentos, publicaram um modelo que se assemelhava (Figura 6), em partes, com o do Normark (1970), pois ambos apresentam uma configuração de depósitos confinados na porção proximal (talude), passando a um leque depositado na bacia, alimentado por canais distributários.

Esses modelos propostos serviram de base do estudo de Walker (1978), que tinha como objetivo indicar regiões mais favoráveis para a exploração de óleo nesse tipo de ambiente deposicional, posicionando as fácies sedimentares oriundas da corrente de turbidez nos elementos arquiteturais até então descritos na literatura. Para as fácies depositadas nos turbiditos, o autor utilizou informações de trabalhos existentes, em especial, Walker & Mutti (1973), que embasou as litologias contidas no artigo. As principais faciologias descritas e utilizadas para a distribuição ao longo dos elementos arquiteturais foram: fácies turbiditos clássicos, arenitos maciços, arenitos seixosos, conglomerado clasto-suportados e camadas matriz-suportadas. Com os dados de fácies e elementos deposicionais definidos, Walker (1978) elaborou o modelo conceitual em que ilustrou as associações de fácies mais características para os diferentes elementos deposicionais. De forma geral, as fácies de granulação mais grossas foram posicionadas no canal principal e distributários. Já os sedimentos de granulação mais fina, na região do leque inferior (Figura 7).

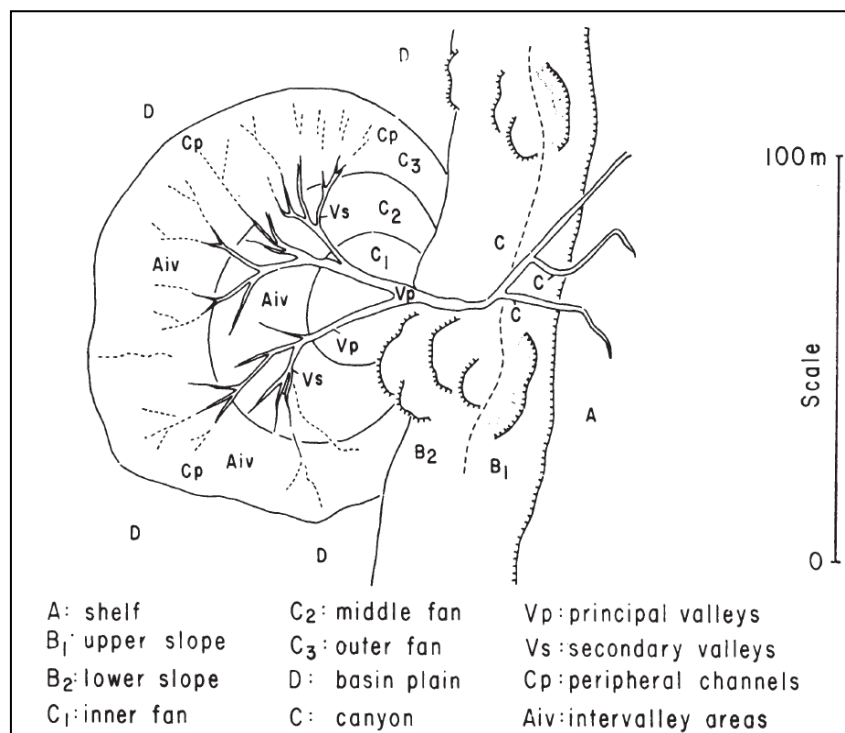


Figura 6 - Modelo de leque de Mutti & Ricci Lucchi (1972).

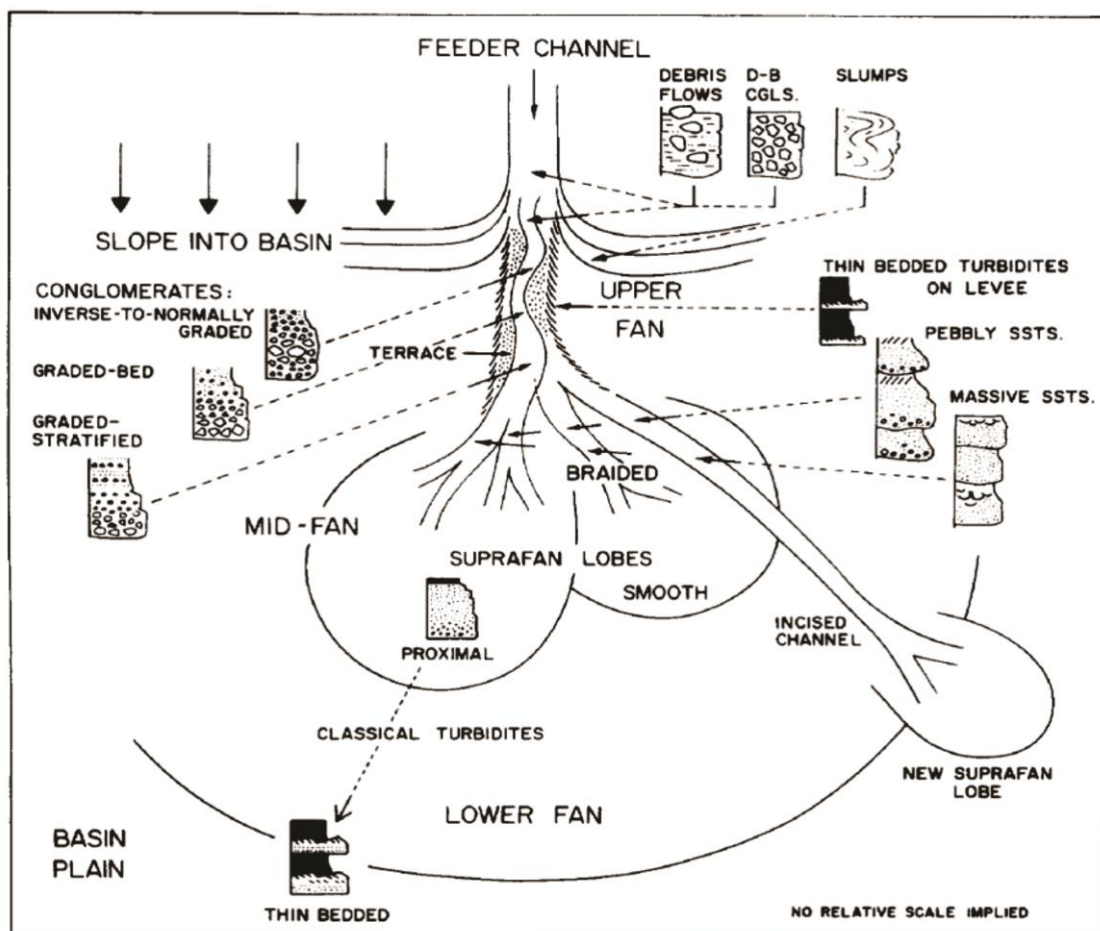


Figura 7 - Modelo de distribuição de fácies ao longo dos elementos arquiteturais de Walker (1978).

Na década de 80, os conceitos da sismo-estratigrafia e da estratigrafia de sequência começaram a ser incorporados na elaboração do modelo evolutivo dos reservatórios originados por corrente de turbidez, ocasionando um avanço na forma de interpretação desses depósitos.

Trabalhos como o de Mutti & Normark (1987) já citavam a possibilidade da variação do nível do mar e da atividade tectônica influenciarem o suprimento sedimentar. No artigo, os autores dividiram o sistema de águas profundas em três estágio evolutivos. O estágio 1 seria caracterizado pela alta carga de sedimentos transportados e depositados na porção distal da bacia, o estágio 2 corresponderia ao preenchimento dos canais na porção mais proximal, comparando com o a etapa anterior, e o último estágio seria caracterizado pela deposição de sedimentos finos sobrepostos aos sedimentos de granulação mais grossa, dando uma ideia de diminuição de energia ao longo do tempo

(Figura 8). Conceitos de seqüências estratigráficas para deposição de turbiditos também foram descritos no trabalho do Van Wagoner *et al.* (1988). A Figura 9 ilustra o modelo evolutivo dos depósitos de águas profundas associadas as seqüências estratigráficas.

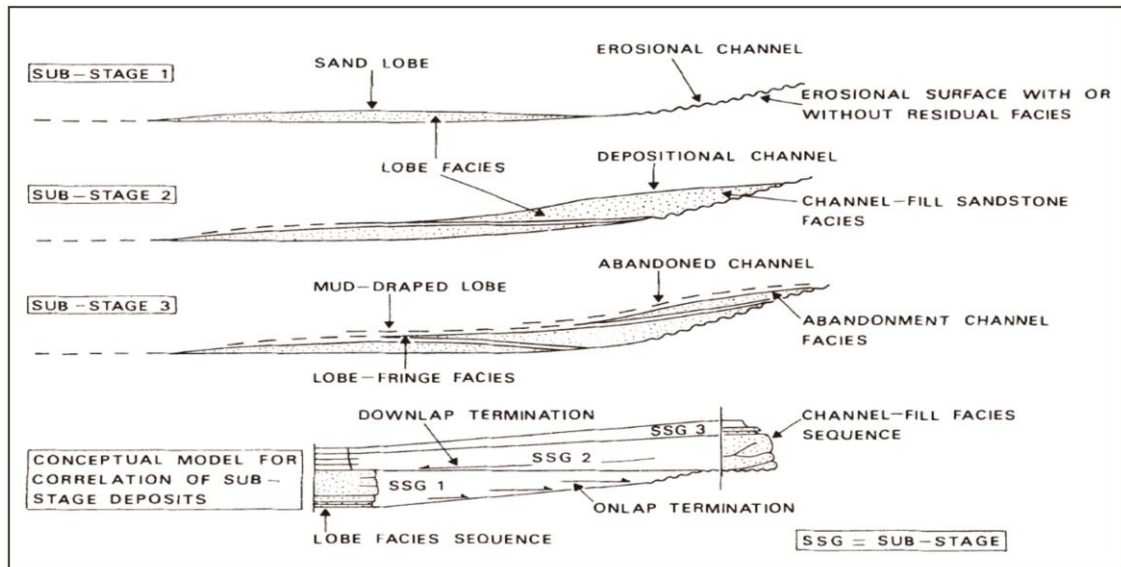


Figura 8 - Modelo evolutivo de depósitos de águas profundas de Mutti & Normark (1987).

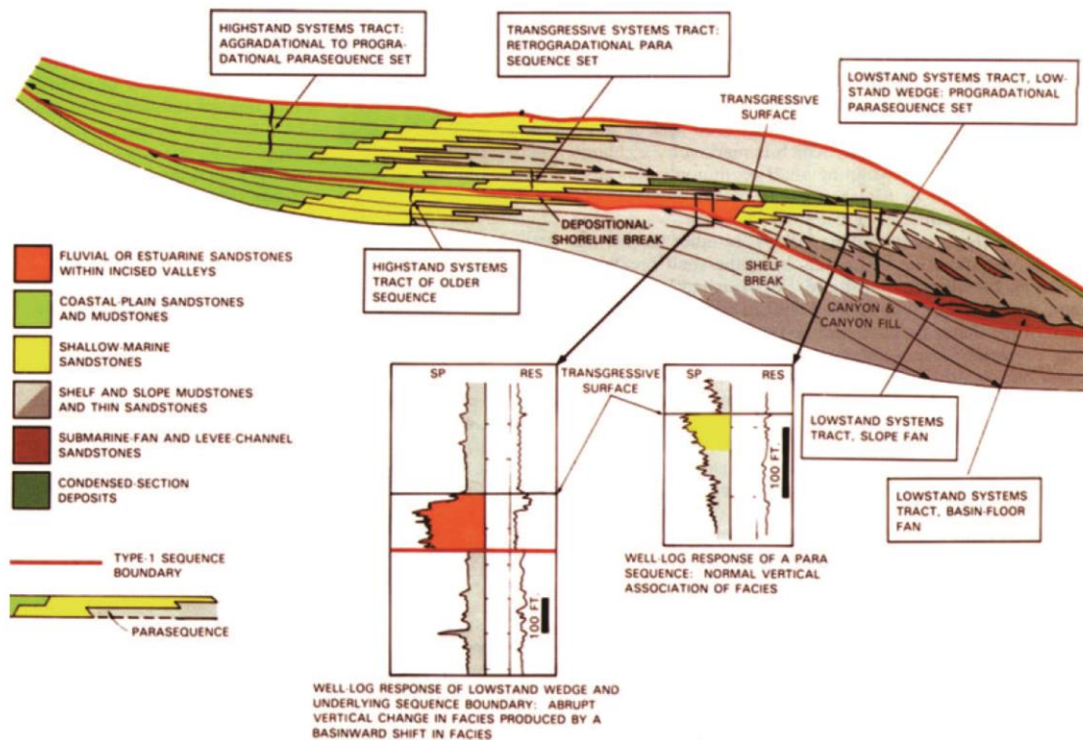


Figura 9 - Modelo evolutivo de depósitos de águas profundas de Van Wagoner *et al.* (1988).

A melhoria da qualidade dos dados sísmicos 3D, o aumento do número de poços perfurados e o aumento na coleta de dados de campo, motivados pela exploração e produção nos depósitos de águas profundas, contribuíram para o detalhamento ainda maior dos trabalhos publicados nos anos 1990.

Pickering *et al.* (1995) descreveram não só os elementos arquiteturais de sistemas turbidíticos, mas elaboraram uma sistemática que auxiliou na análise desses depósitos, contribuindo para a interpretação do modelo conceitual evolutivo. Para chegar à interpretação do elemento arquitetural, os autores propuseram que as geometrias arquiteturais, definidas a partir das delimitações das superfícies hierárquicas, sejam analisadas em conjunto com as fácies e suas associações. Outro ponto importante adotado no artigo foi o padrão de desenvolvimento e preenchimento do canal. O modelo proposto possui três fases de evolução: estágio de erosão e não deposição, vinculado ao estágio inicial de desenvolvimento do canal; estágio de deposição, caracterizado pelo preenchimento sedimentar, e o estágio de abandono, ocasionado por diversos fatores, entre eles, avulsão. As sequências sucessivas desses eventos podem empilhar uma série de canais de diversas formas, como por exemplos, canais com amalgamação lateral ou com tendência de empilhamento mais vertical (Figura 10).

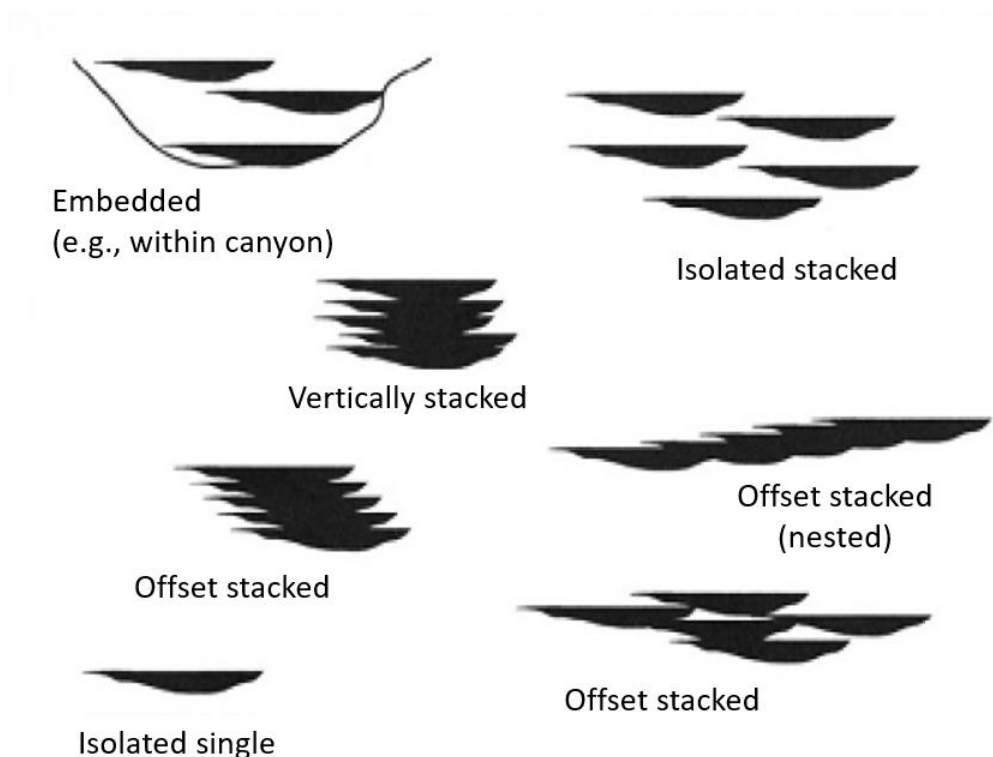


Figura 10 - Padrões de empilhamentos propostos por Pickering *et al.* (1995).

O desenvolvimento de campos de petróleo no golfo do México e no oeste da África gerou um grande número de trabalhos publicados a partir dos anos 2000. Apesar da melhoria dos dados de sísmica 3D e de sísmica rasa nessas regiões, a previsibilidade dos depósitos de águas profundas continuava sendo um grande desafio. Muitos estudos nesse período tiveram como objetivo a caracterização dos turbiditos, ressaltando, principalmente, a geometria, distribuição de fácies e a evolução temporal do preenchimento, trazendo um benefício para a melhor compreensão dos depósitos de leques submarinos.

Nos artigos de Mayall & Stewart (2000) e Mayall *et al.* (2006) foram descritas características encontradas nos sistemas canalizados de talude, na tentativa de formular um modelo preditivo de ocorrência das areias depositadas por corrente de turbidez. Apesar do padrão de deposição dos reservatórios turbidíticos serem influenciados pelo mergulho regional e pela topografia de cada área, o estudo mostrou características similares nos depósitos canalizados estudados. Canais formados na parte superior do talude apresentavam ser mais retilíneos, de menor expressão e confinados pelos *levees* quando comparado com as regiões mais distais do talude, caracterizadas pelas feições erosivas mais profundas, largas e com um grau de sinuosidade moderado a alto. Outra particularidade descrita nos artigos foi a sequência deposicional das fácies que preenchem o canal de talude. Os autores propuseram um modelo de preenchimento, caracterizado da base para o topo: depósito *lag* basal, característico da fase inicial do fluxo, no qual a corrente tem mais competência para erodir o substrato e transportar os sedimentos; *slumps*, ocasionado pelo colapso das margens ou de regiões próximas aos canais turbidíticos; estaqueamento de canais arenosos, e preenchimento dos canais turbidíticos pelas fácies mais finais (Figura 11). A sucessão de diversos eventos de corte e preenchimento resultam numa estratigrafia bastante complexa, dificultando a interpretação evolutiva do sistema (Figura 12).

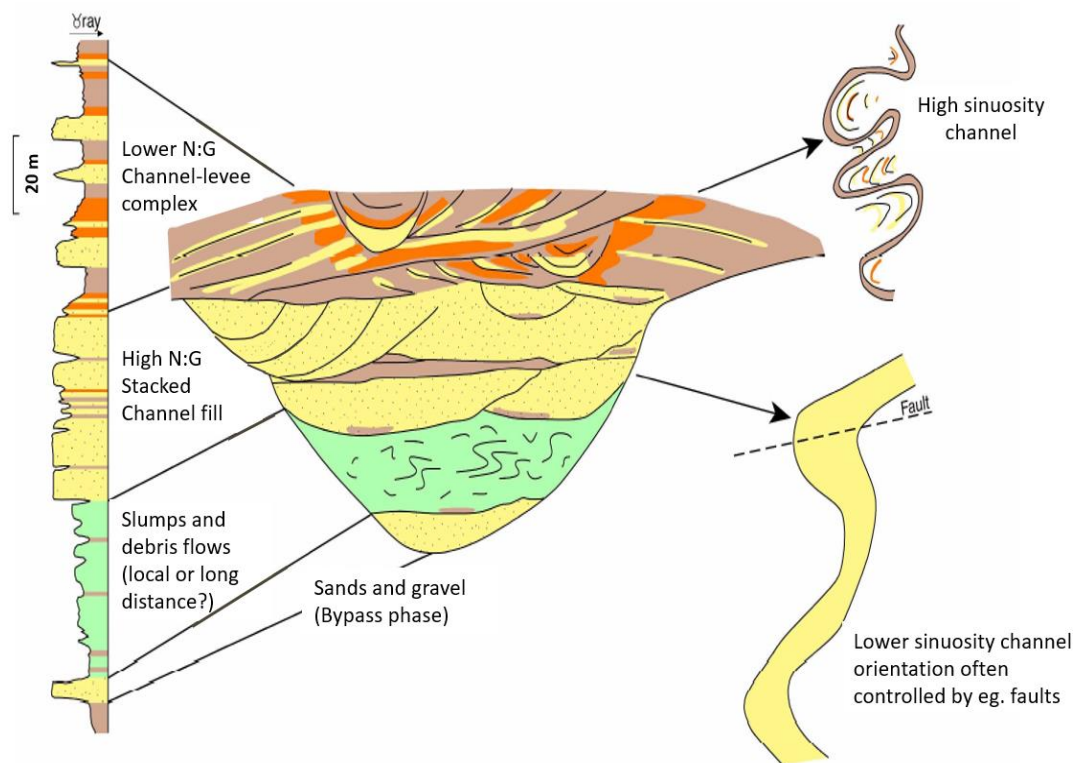


Figura 11 - Modelo de preenchimento de canal de Mayall & Stewart. (2000).

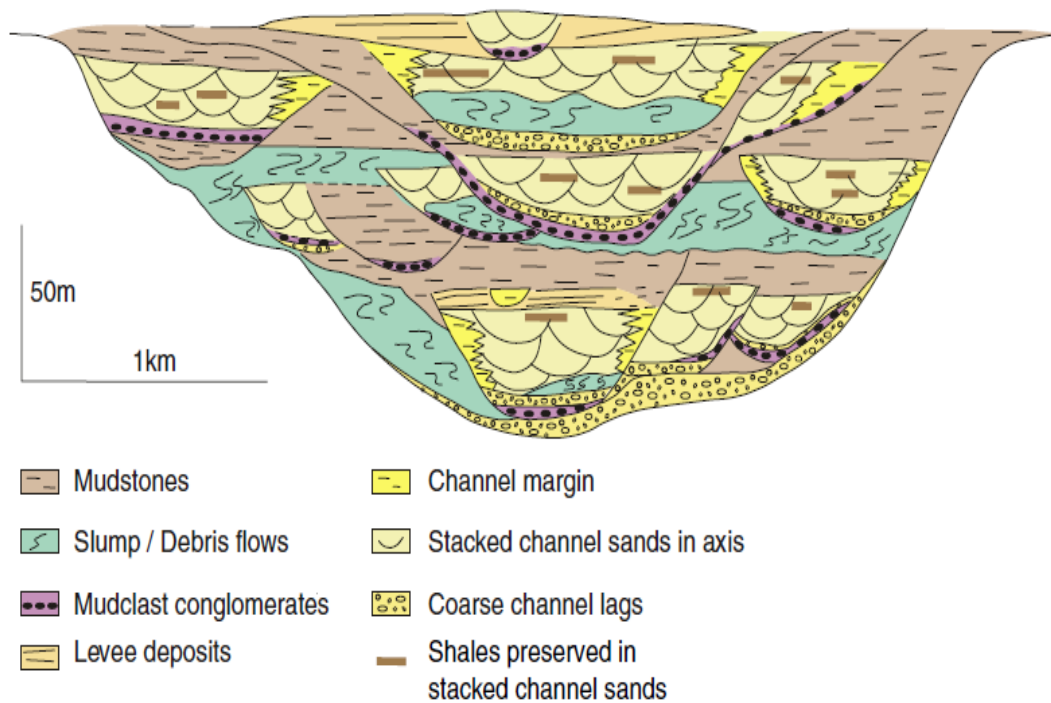


Figura 12 - Modelo de complexo de canal de Mayall *et al.* (2006).

Com o intuito de descrever a arquitetura de sistemas de canais turbidíticos de talude continental, McHargue *et al.* (2010) analisaram dados derivados de afloramentos, bibliografia, poços e sísmicos de várias regiões. Como resultado, os autores observaram similaridades nos depósitos originados por corrente de turbidez, detalhando os padrões de ocorrência. Os canais apresentaram uma classificação hierárquica, caracterizado pela presença do elemento canal unitário, complexo de canal unitário e o conjunto de complexo de canais. Esses canais são preenchidos pelas litofácies, descritas como de eixo, de fora do eixo e de margem de canal (Figura 13). O elemento arquitetural canal apresentaria, em média, 300 metros de largura, analisando dados de afloramentos, e 200 metros, observando dados oriundos da sísmica. O preenchimento sedimentar encontrado nos canais unitários descritos em afloramentos chegariam a pouco mais de dez metros de espessura. Outro ponto importante nas características de depósitos de corrente de turbidez, seria a declividade do talude, que influencia diretamente na competência de erosão ao substrato. Ciclos de erosão e deposição foram descritos posteriormente por diversos autores, porém, no artigo, foi feita uma analogia à variação de energia do fluxo que transportou os sedimentos, definindo o ciclo como de *waxing-waning* (alta e baixa energia), descrito por Kneller (2003). Foram sugeridos quatro estágios evolutivos que descrevem a formação do canal de talude, até o preenchimento deste elemento arquitetural (Figura 14).

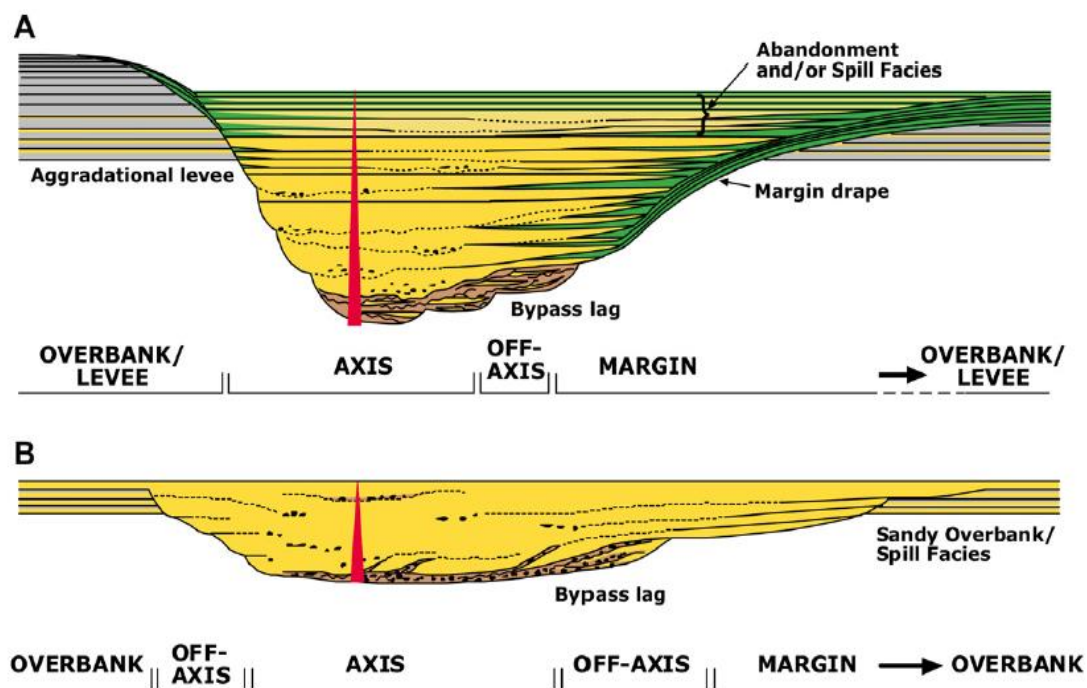


Figura 13 - Modelo de canais e de fácies de McHargue *et al.* (2010).

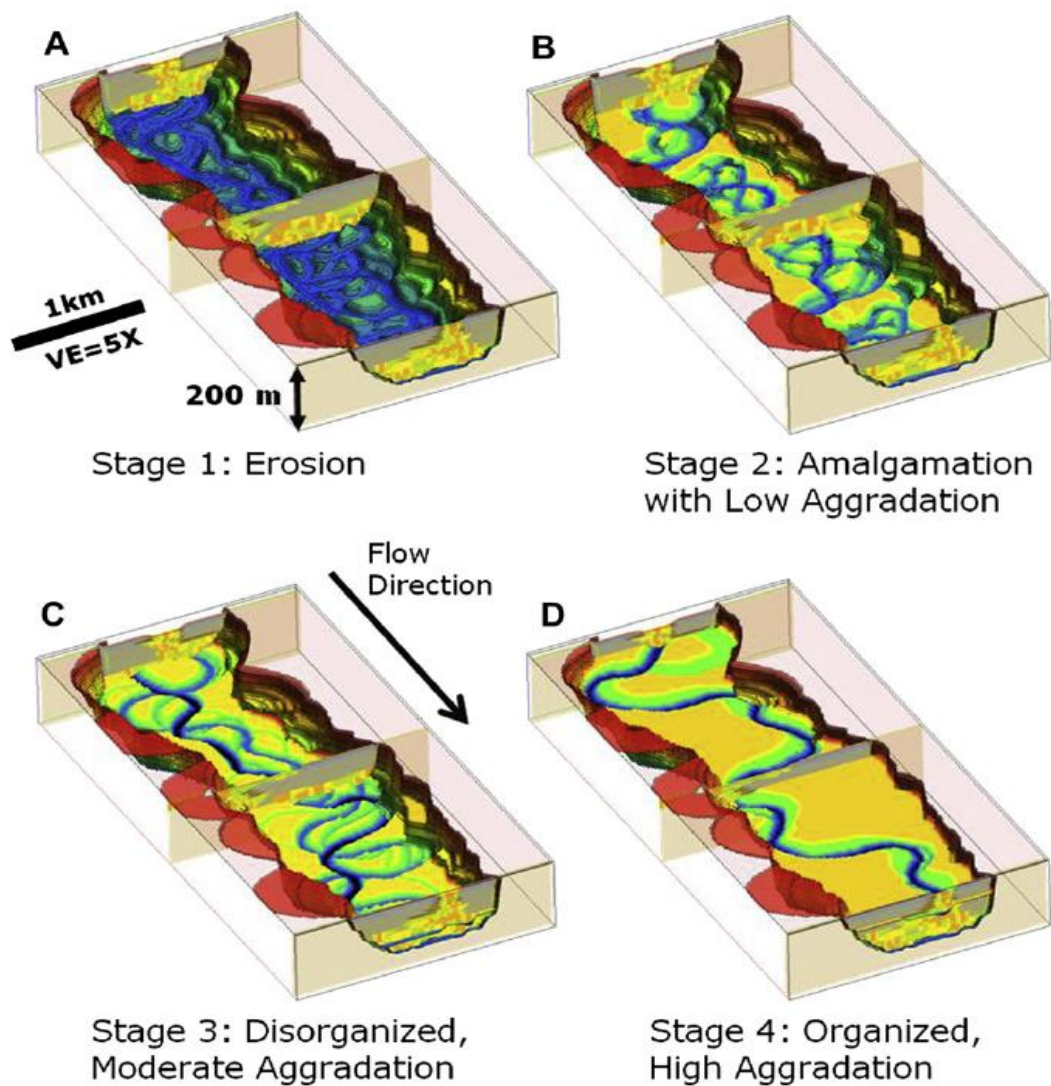


Figura 14 - Modelo evolutivo do complexo de canais de McHargue *et al.* (2010).

Seguindo a linha de caracterização dos depósitos canalizados do talude, Liu *et al.* (2013) descreveram os sistemas de canais turbidíticos de águas profundas no talude continental do delta do Níger, oeste da África. Dentro de um mesmo sistema de canais, foi constatado que os corpos apresentaram distinções entre eles. Baseado na interpretação sísmica rasa, o sistema pode ser classificado como três tipos: confinados, semi-confinados e desconfinados (Figura 15). Os sistemas de canais confinados estão associados à incisão de grande porte e o seu preenchimento. Os semi-confinados apresentam um certo potencial erosivo, com possibilidade de formar cânions, mas são caracterizados pela deposição dos *levees*. Já os desconfinados não apresentam vales incisivos de larga escala.

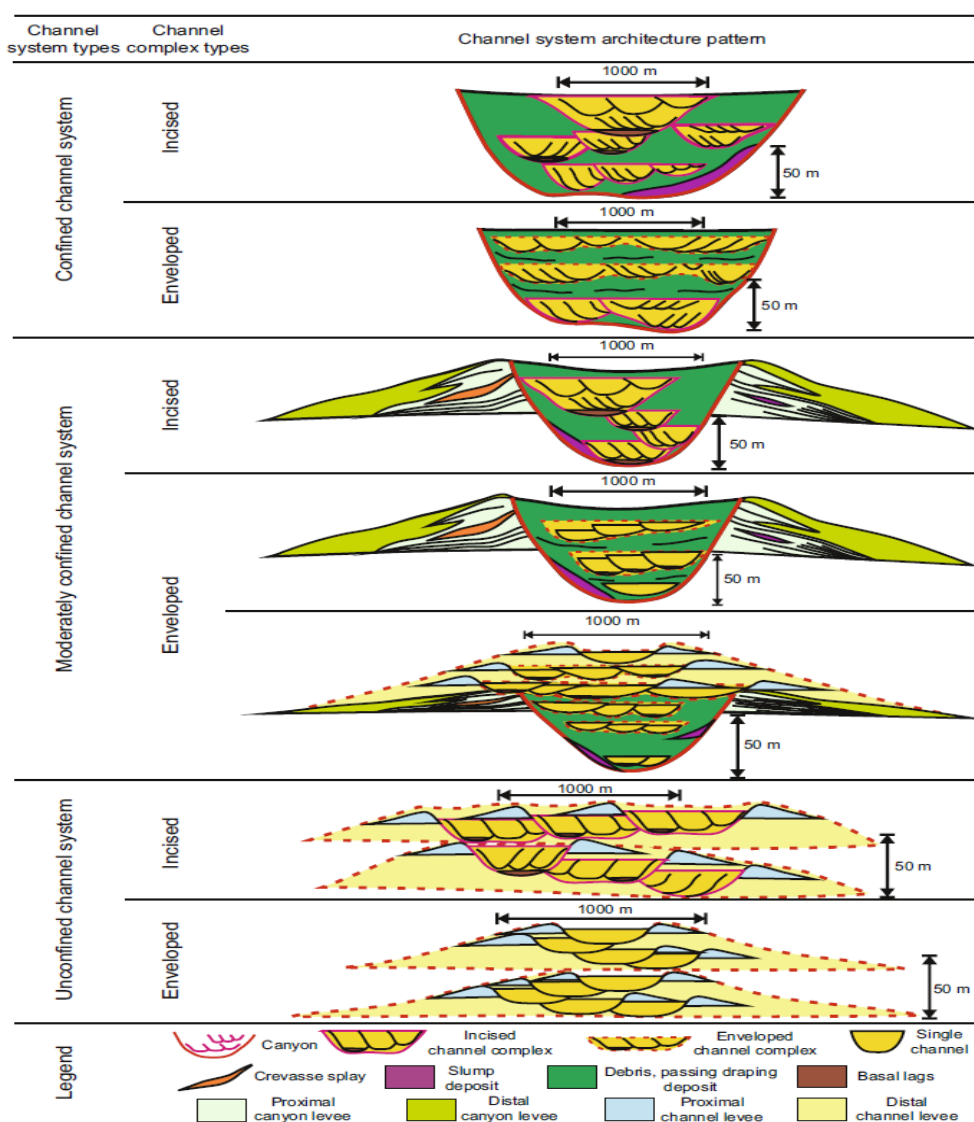


Figura 15 - Modelo de canais propostos por Liu *et al.* (2013).

Os lobos terminais de águas profundas, devido à grande continuidade lateral e alto volume de areia, atraíram o interesse da indústria petrolífera, tornando-se alvos promissores para exploração de petróleo e gás, levando diversos pesquisadores a desenvolver trabalhos ao longo dos últimos anos. Zhang *et al.* (2017) fizeram uma revisão bibliográfica sobre esse tipo de reservatório, no qual descreveram as hierarquias estratigráficas dos depósitos em camadas, elemento lobo, lobo e complexo de lobo, dependendo, em geral, da espessura e continuidade dos corpos (Figura 16). Em relação ao modelo evolutivo, no trabalho realizado na bacia do Karoo, África do Sul, Hodgson *et al.* (2006) descreveram os estágios de progradação, aggradação e retrogradação, associados à subida e descida no nível do mar (Figura 17).

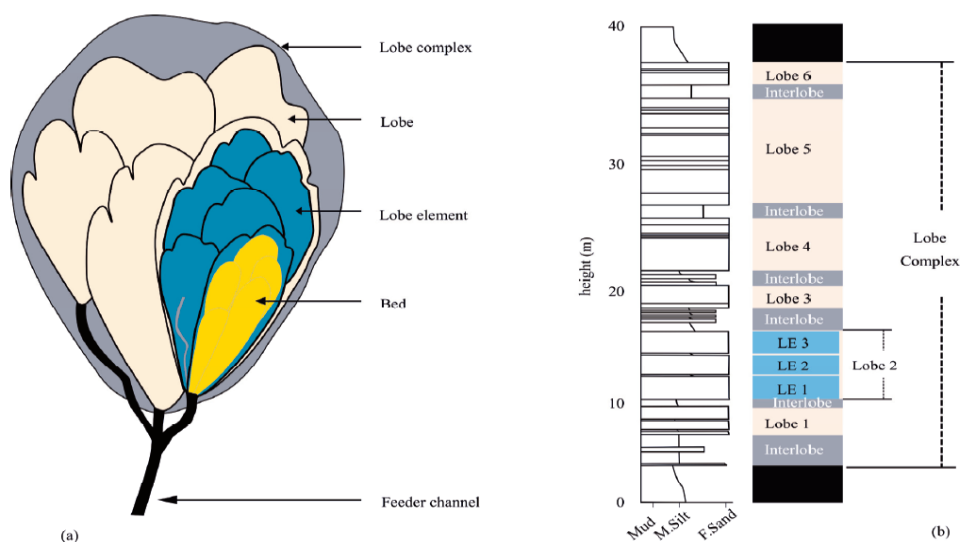


Figura 16 - Hierarquias dos depósitos de lobos terminais propostos por Zhang *et al.* (2017).

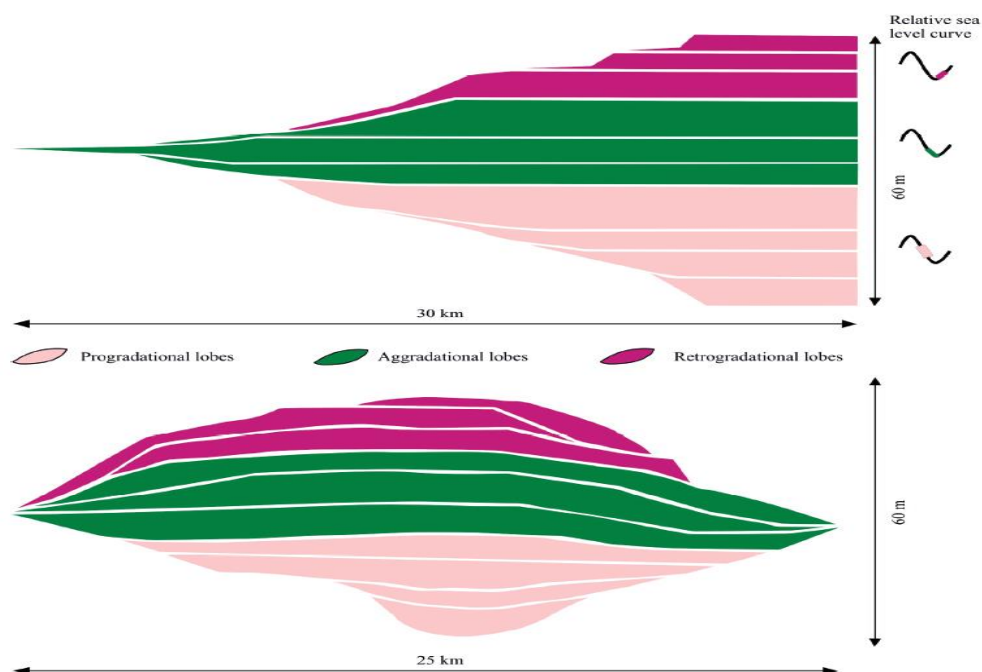


Figura 17 - Modelo evolutivo dos lobos terminais propostos por Hodgson *et al.* (2006), modificado por Zhang *et al.* (2017).

Trabalhos recentes do Kang *et al.* (2018) e Huang (2018) caracterizam todo o sistema de leques submarinos, iniciando desde as regiões mais proximais do início do talude, até as porções mais distais da bacia sedimentar. Kang *et al.* (2018) dividiram o sistema deposicional de águas profundas do intervalo Turoniano-Maastrichtiano, Paleoceno-Eoceno e Oligoceno-Mioceno da bacia de Campos, costa leste do Brasil, em vale inciso, complexo de canal *levee* e lobos, a depender do contexto deposicional de cada

subfácies (Figura 18). Apresentando certas similaridades com trabalhos anteriores, Huang (2018) subdividiu o sistema de leques submarinos em canal de *bypass*, canal de barreira natural, multi-estágios de complexos de canais confinados, multi-estágios de complexo de canais fracamente confinados e lobos (Figura 19).

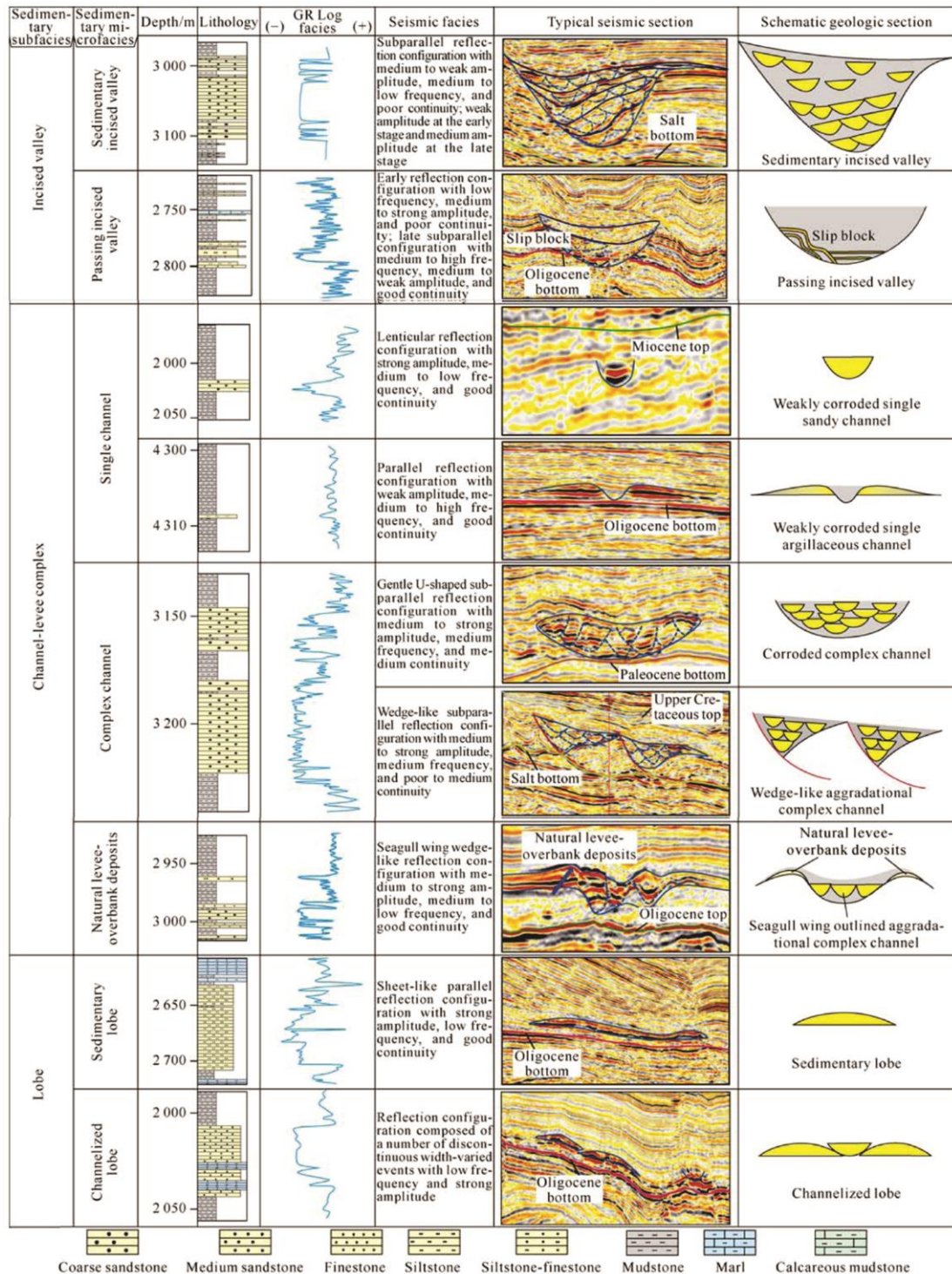


Figura 18 - Modelo de depósitos de águas profundas de Kang *et al.* (2018).

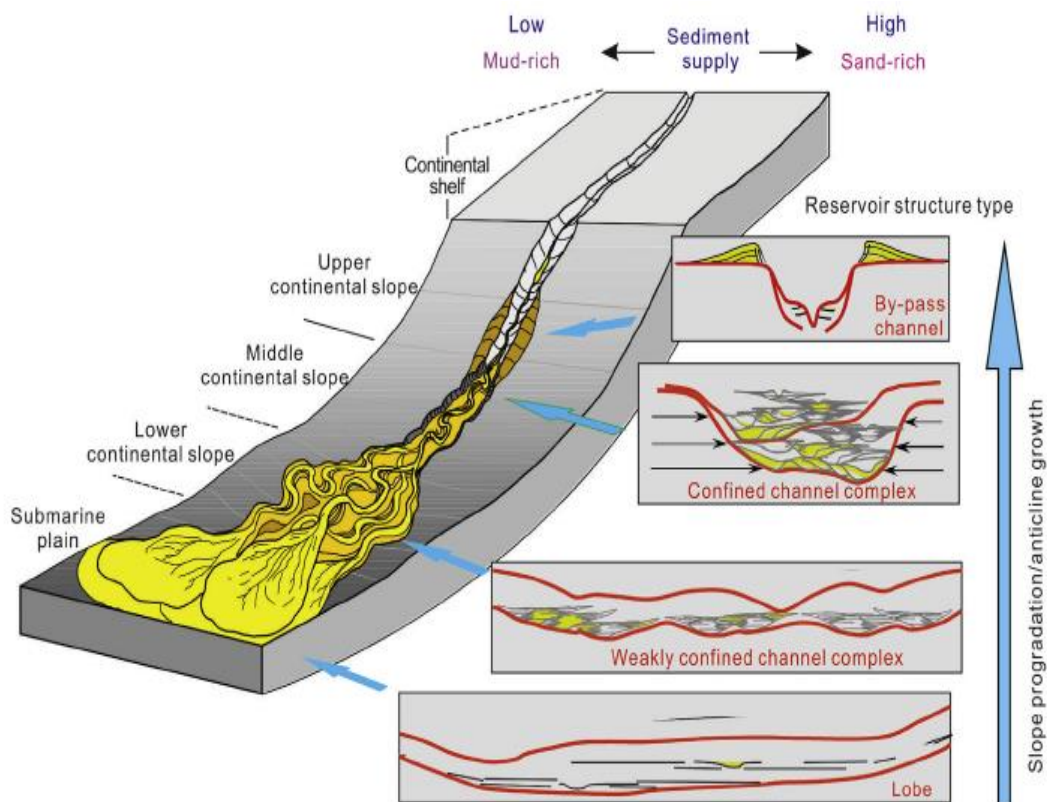


Figura 19 - Modelo de depósitos de águas profundas do Huang (2018).

A evolução conceitual dos turbiditos foi acompanhada do desenvolvimento dos modelos geológicos computacionais, que precisaram ser adequados à reprodução das novas concepções, sob o incentivo do setor de petróleo e gás, que buscava melhorar a estimativa de reservas e embasar decisões sobre os desenvolvimentos dos campos. A sistemática da elaboração do modelo 3D de reservatório foi descrita por Yan-lin *et al.* (2011), mostrando a utilidade dos dados geológicos e geofísicos ao longo dos estágios que compõem o workflow de elaboração do modelo. As etapas do modelo estrutural, inserção das superfícies e falhas mapeadas, do modelo de fácies, descrição das heterogeneidades internas do depósito, e do modelo petrofísico, distribuição das propriedades de porosidade e permeabilidade, estão diretamente ligadas aos dados de entrada e à sua interpretação (Figura 20).

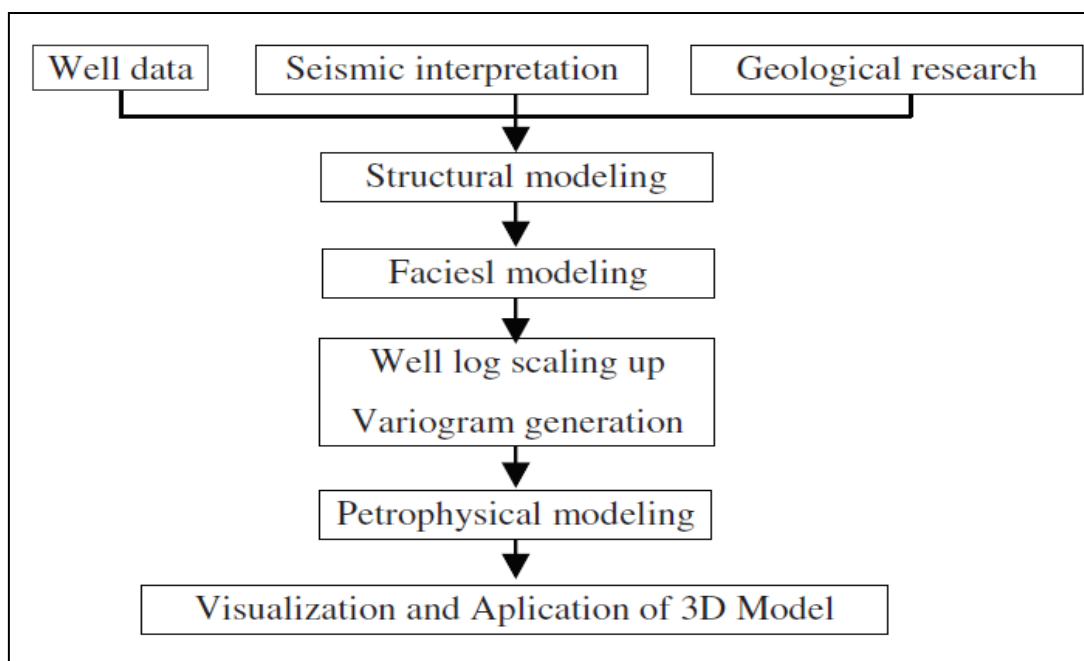


Figura 20 - *Workflow* da modelagem geológica 3D proposto por Yan-lin *et al.* (2011).

Labourdet *et al.* (2006) e Labourdet (2007) utilizaram a técnica de modelagem geológica 3D nos estudos relacionados aos depósitos canalizados da bacia sedimentar do Congo, oeste da África. As características sedimentares e estratigráficas descritas na área de estudo, como heterogeneidades internas e padrões de empilhamentos, foram incorporadas no processo de elaboração do modelo com o objetivo de observar o impacto na simulação dinâmica, isto é, entender o comportamento do fluido no interior do reservatório. O estudo revelou que os canais com tendência de migração lateral (Figura 21) possuem um volume hidraulicamente comunicado menor, pois as fácies de granulação fina associadas às margens dos canais tendem a ser mais preservadas, dificultando a comunicação entre os corpos sedimentares. Já para os complexos de canais com maior empilhamento vertical (Figura 21), no processo de corte e preenchimento, as possíveis barreiras de permeabilidade são sucessivamente erodidas, aumentando a possibilidade de amalgamação entre os canais.

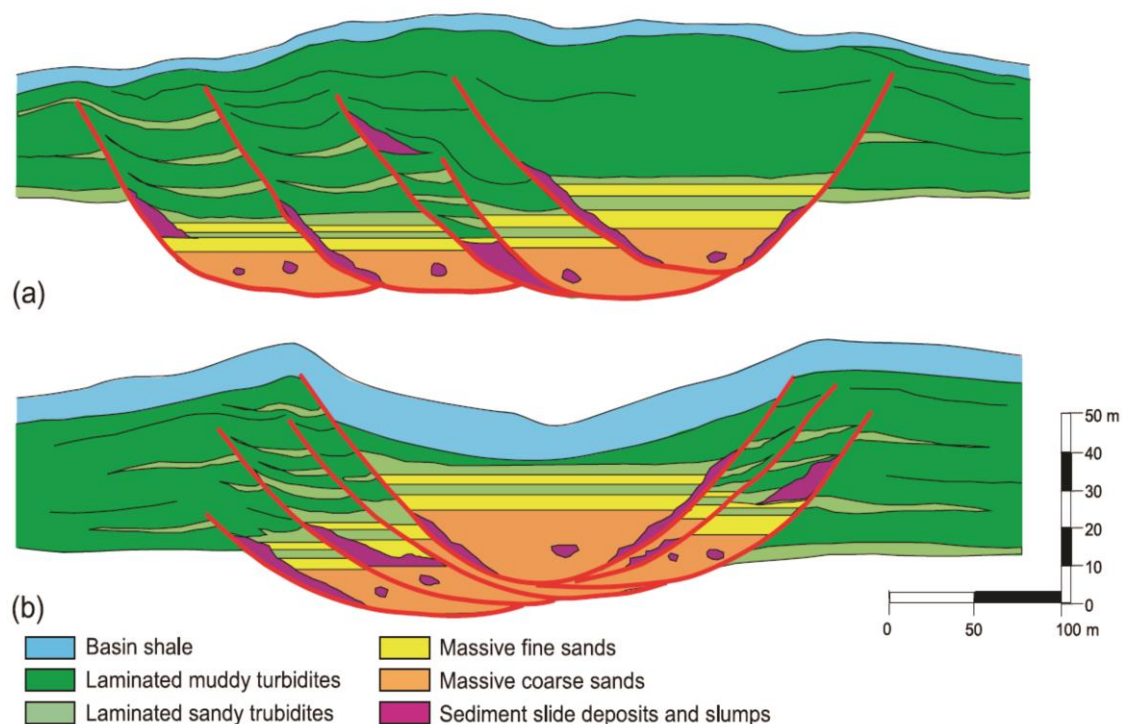


Figura 21 - Modelo de empilhamento de canais e de distribuição de fácies proposto por Labourdette *et al.* (2006). A) Canais com migração lateral. B) Canais com empilhamento vertical.

A avaliação de conectividade e heterogeneidades internas dos reservatórios turbidíticos de águas profundas é limitada devido à restrição dos dados existentes para elaboração do trabalho de caracterização. O artigo de Ragagnin & Moraes (2006), ressaltou a importância da incorporação de dados de afloramentos análogos que contribuam na definição de geometria e de fácies em locais onde a baixa resolução sísmica não consegue detectar, possibilitando o aumento de informações no processo de modelagem geológica 3D de reservatório. Esse trabalho foi realizado utilizando dados sísmicos do intervalo do Oligo-Mioceno da bacia de Campos, especificamente, no campo de Marlim Sul e dados de afloramentos da bacia do Karoo, África do Sul, e da bacia do Delaware (Fm. Brush Canyon), EUA. A Figura 22 ilustra um canal que apresenta geometria e dimensões semelhantes aos canais da bacia do Karoo, porém, no afloramento percebe-se a ocorrência de vários eventos de cortes e preenchimentos que não são detectados nos dados sísmicos, mostrando importantes heterogeneidades internas que devem ser incorporadas na caracterização do modelo conceitual do reservatório. A área sul do campo de Marlim Sul, caracterizada pela presença de lobos na porção distal do

sistema, foi correlacionada a outro ponto do afloramento da bacia do Karoo, ilustrado na Figura 23.

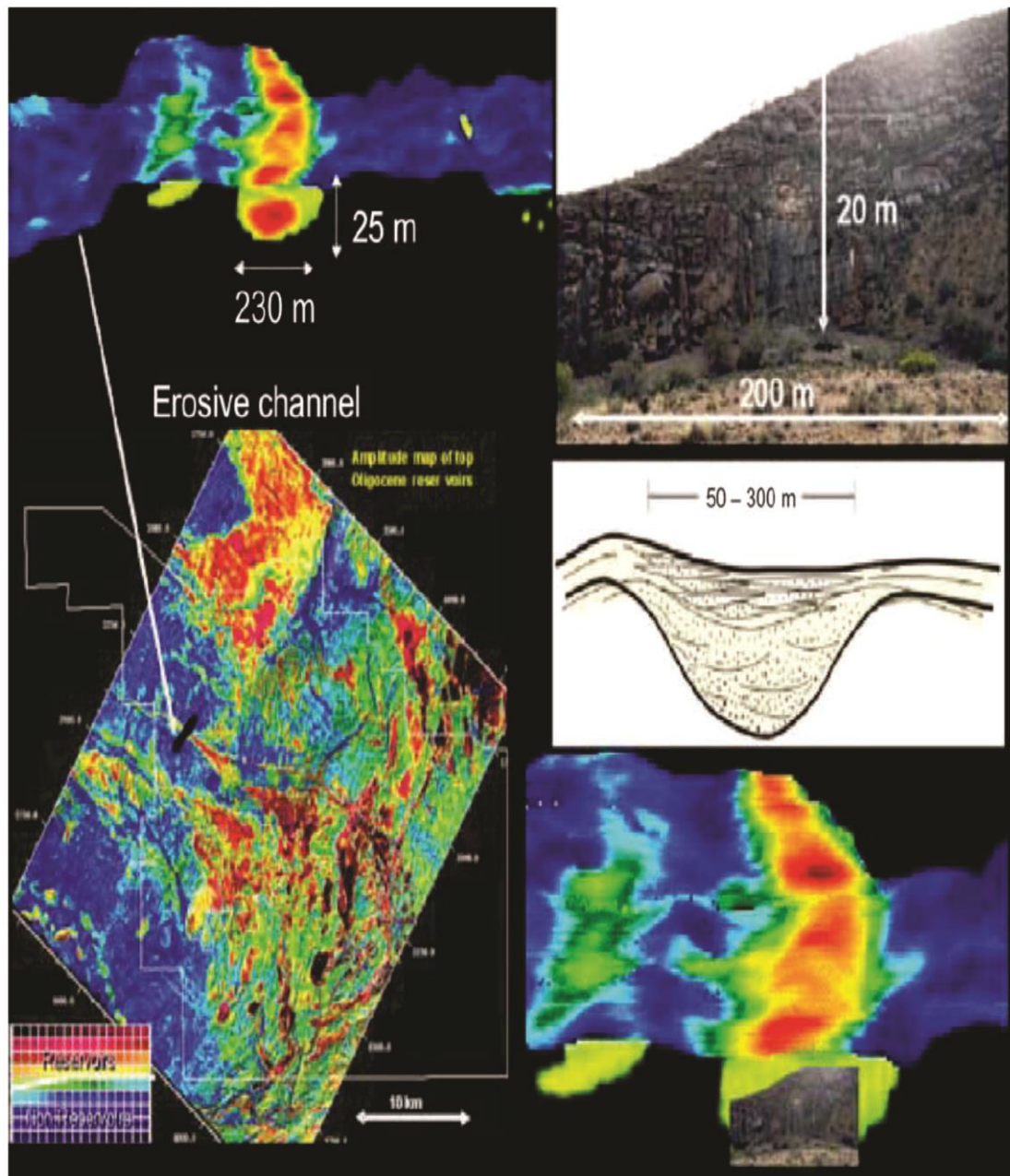


Figura 22 - A figura ilustra elementos canalizados visualizados a partir de atributos sísmicos e em afloramento. As dimensões encontradas na sísmicas são semelhantes ao dado do afloramento, porém, não é possível descrever com mais detalhes as características internas aos canais (Ragagnin & Moraes, 2006).

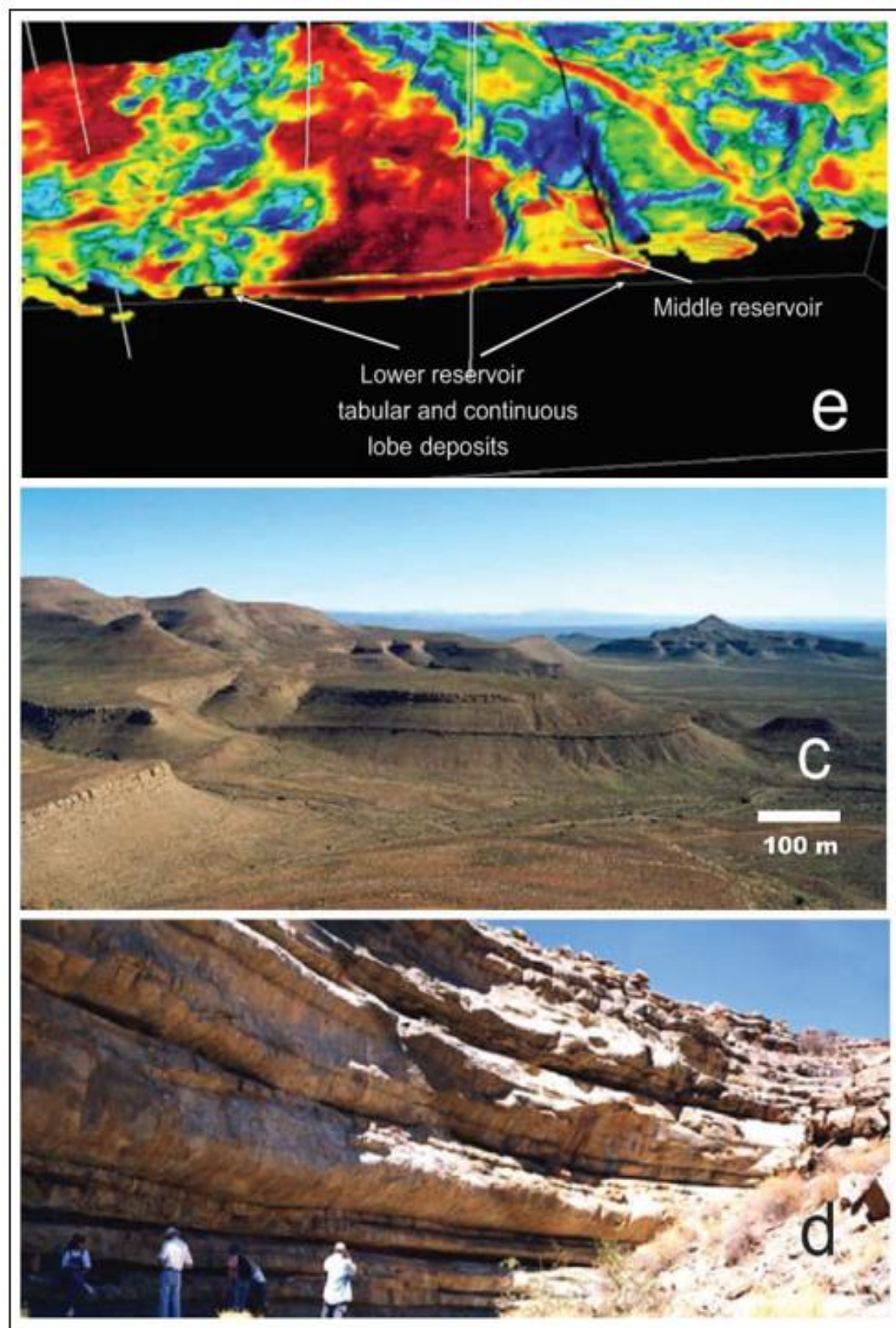


Figura 23 - A figura ilustra depósitos de lobos terminais vistos a partir de atributos sísmicos e em afloramentos. As dimensões encontradas no dado sísmico foram semelhantes com os dos dados de afloramentos (Ragagnin & Moraes, 2006).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Bouma, A.H., 1962. Sedimentology of some flysch deposits. A graphic approach to facies interpretation. Elsevier, Amsterdam, 168 pp.
- Caers, J., 2005. Petroleum geostatistics. Richardson, TX, Society of Petroleum Engineers, 88p.
- Clark, D. G. & Van Golf-Racht, T. D., 1985. Pressure-Derivative Approach to Transient Test Analysis: A High-Permeability North Sea Reservoir Example (includes associated papers 15270 and 15320). Society of Petroleum Engineers 37, 2023-2039.
- Hodgson, D.M., Flint, S.S., Hodgetts, D., Drinkwater, N.J., Johannessen, E.P., Luthi, S.M., 2006. Stratigraphic evolution of fine-grained submarine fan systems, Tanqua Depocenter, Karoo Basin, South Africa. *Journal of Sedimentary Research* 76, 20–40.
- Huang, Y., 2018. Sedimentary characteristics of turbidite fan and its implication for hydrocarbon exploration in Lower Congo Basin. *Petroleum Research* 3, 189-196.
- Kang, H., Meng, J., Cheng, T., Jia, H., Bai, B., Li, M., 2018. Characteristics of deep water depositional system in Campos basin, Brazil. *Petroleum Exploration and Development* 45, 99-110.
- Kneller, B., 2003. The influence of flow parameters on turbidite slope channel architecture. *Marine and Petroleum Geology* 20, 901-910.
- Kuenen, P.H. & Migliorini, C., 1950. Turbidity current as a cause of graded bedding. *Journal of Geology* 58, 91-127.
- Kuenen, P.H., 1957a. Sole markings of graded greywacke beds. *Journal of Geology* 65, 231–258.
- Labourdet, R., 2007. Integrated three-dimensional modeling approach of stacked turbidite channels. *American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Bull* 11, 1603-1618.

- Labourdette, R., Poncet, J., Seguin, J., Temple, F., Hegre, J., Irving, A., 2006, Three-dimensional modelling of stacked turbidite channels in West Africa: Impact on dynamic reservoir simulations: *Petroleum Geoscience* 12, 335–345.
- Lake, L.W., 2007. *Petroleum Engineering Handbook, Volume V*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Liu, L., Zhang, T., Zhao, X., Wu, S., Hu, J., Wang, X., Zhang, Y., 2013. Sedimentary architecture models of deep water turbidite channel systems in the Niger Delta continental slope, West Africa. *Petroleum Science* 10, 139–148.
- Mayall, M. & Stewart, I., 2000. The architecture of turbidite slope channels. In: Weimer, P., Slatt, R.M., Coleman, J.L., Rosen, N., Nelson, C.H., Bouma, A.H., Styzen, M., Lawrence, D.T. (Eds.), *Global Deep Water Reservoirs: Gulf Coast Section SEPM Foundation 20th Annual Bob F Perkins Research Conference*, 578–586.
- Mayall, M., Jones, E., Casey, M., 2006. Turbidite channel reservoirs-key elements in facies prediction and effective development. *Marine and Petroleum Geology* 23, 821-841.
- McHargue, T., Pyrcz, M.J., Sullivan, M.D., Clark, J.D., Fildani, A., Romans, B.W., Covault J.A., Levy, M., Posamentier, H.W., Drinkwater, N.J., 2010. Architecture of turbidite channel systems on the continental slope: Patterns and predictions. *Marine and Petroleum Geology* 28, 728-743.
- Mutti, E. & Normark, W.R., 1987. Comparing examples of modern and ancient turbidites systems: Problems and concepts. *Marine Clastic Sedimentology*, 1-38
- Mutti, E. & Ricci Lucchi, F., 1972. Le torbiditi dell'Appennino settentrionale: introduzione all'analisi di facies. *Mem. Soc. Geol. It.* 11, 161–199.
- Neves, R.P., 2007. Modelagem geológica 3D de reservatório e incertezas associadas. Monografia (Monografia para obtenção de título de geologia de reservatório), Universidade Federal de Ouro Preto, 49.
- Normark, W.R., 1970. Growth pattern of deep sea fans. *American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Bull* 54, 2170-2195.

- Pickering, K.T., Clark, J.D., Smith, R.D.A., Hiscott, R.N., Ricci Lucchi, F., Kenyon, N.H., 1995b. Architectural element analysis of turbidite systems, and selected topical problems for sand-prone deep water systems. *Atlas of Deep Water Environments: Architectural style in turbidite systems*, 1-11.
- Ragagnin, G.M. & Moraes, M.A.S., 2006. Seismic geomorphology and connectivity of deepwater reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*, 686-695.
- Schroeter, T., Hollaender, F., Gringarten, A.C., 2001. Deconvolution of well test data as a nonlinear total least square problem. Imperial College, London. *Society of Petroleum Engineers* 71574, 12.
- Van Wagoner, J.C., Posamentier, H.W., Mitchum, R.M., Vail, P.R., Sarg, J.F., Loutit, T.S., Hardenbol, J., 1988. An overview of the fundamentals of sequence stratigraphy and key definitions. In: *Sea-level Changes: An Integrated Approach* (Eds C.K. Wilgus, B.S. Hastings, C.G.St.C. Kendall, H. Posamentier, C.A. Ross and J.C. Van Wagoner), *SEPM Spec. Publ.*, 42, 39–45.
- Walker, R.G. & Mutti, E., 1973. Turbidite facies and facies associations. In: *Turbidites and Deep water Sedimentation* (Eds G.V. Middleton and A.H. Bouma), *SEPM Pacific Section, Short Course Anaheim*, 119–157.
- Walker, R.G., 1978. Deep water sandstone facies and ancient submarine fans: models for exploration for stratigraphic traps. *American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Bull* 62, 932-966.
- Yan-lin, S., Ai-ling, Z., You-bin, H., Ke-yan, X., 2011. 3D Geological Modeling and Its Application under Complex Geological Conditions. *Procedia Engineering* 12, 41-46.
- Zhang, L., Pan, M., Wang, H., 2017. Deep water turbidite lobe deposits: A review of the research frontiers. *Acta Geologica Sinica - English Edition* 91, 283-300.

CAPÍTULO II – ARTIGO SUBMETIDO À REVISTA MARINE AND PETROLEUM GEOLOGY

CHARACTERIZATION AND 3D GEOLOGICAL MODELLING OF TURBIDITY RESERVOIRS AND ITS INFLUENCES IN THE PETROLEUM PRODUCTION

Otavio Leite Chaves¹; Wagner Souza-Lima²; Adler da Cruz Nascimento³; Paulo Lopes

Brandão Paraizo⁴; Tales Farina Dornelles⁵

¹Programa de Pós-Graduação em Geologia e Análise de Bacia (PGAB) – Universidade Federal de Sergipe / Petróleo Brasileiro S.A (PETROBRAS).

²Fundação Phoenix / Programa de Pós-Graduação em Geologia e Análise de Bacia (PGAB) – Universidade Federal de Sergipe

³Petróleo Brasileiro S.A (PETROBRAS).

⁴Petróleo Brasileiro S.A (PETROBRAS).

⁵Petróleo Brasileiro S.A (PETROBRAS).

ABSTRACT

Over the years, with the improvement in high-resolution 3D-seismic data and extensive outcrop studies, the knowledge about turbidite channel deposits has considerably grown. Nevertheless, despite the technological and conceptual advances, the predictability of this kind of reservoir remains difficult, especially in exploration areas. The different types of stacking patterns and the variety of sediment fillings in these deposits generate internal heterogeneity that is difficult to identify with the limitation of hydrocarbon industry existing data. One way to analyze the connectivity of turbidity deposits, especially in zones with few drilled wells and without historical production data, is executing a formation test. In these type of reservoirs, 3D geological modelling and numeric simulation are tools that allow the realization of uncertainty analysis, varying the static geological parameters and the dynamic engineer ones, associated with production behavior in different existing scenarios. The objective of this paper is to evaluate the

hydraulic communication degree of turbidity channel complexes in different stacking and filling scenarios, through numeric simulation of a formation test with constant production during a two hundred hours hydrocarbon-flow. The pattern alteration of turbidity channel deposits from a higher predominance of lateral migration to a greater vertical stacking made the confinement in these deposits to increase. The different occurrence of barrier scenarios generated smaller confinements, showing that in other to have a lot of influence in the hydraulic connectivity, the channel deposits must have very effective permeability barriers. The increase in permeability intensified the investigation range of the test, which found barriers more rapidly. The stacking pattern, along with the permeability variation, were the most influential factors in the results of the formation test.

Keywords: Sedimentology. Deepwater deposits. Turbidites. 3D geological modelling. Numerical flow simulation.

INTRODUCTION

The reservoirs related to deep-water depositional systems present a significant relevance in the prospection of new exploratory frontiers in the sedimentary basins of Brazil, especially in Sergipe-Alagoas basin and in the equatorial margin basins. The interest in these petroleum deposits throughout the years, in regions like the Gulf of Mexico, West coast of Africa, East coast of Brazil and North Sea, motivated several studies that generated a vast compilation of data and specialized literature concepts (Beaubouef & Friedman, 2000; Kolla *et al.*, 2001; Navarre *et al.*, 2002; Mayall *et al.*, 2006; Sprague *et al.*, 2005; Labourdette *et al.*, 2006; Labourdette, 2007; McHargue *et al.*, 2010; Liu *et al.*, 2013; Kang *et al.*, 2018; Huang *et al.*, 2018).

Even with all the technological limitation and information of the past, works such as Walker (1978) searched for predictive conceptual models. The improvement in the method of subsurface data acquisition, especially seismic data, proliferation of drilled wells and detailed description of outcrops contributed to the progress in the knowledge of these sedimentary deposits. (Mutti, 1985; McHargue & Webb, 1986; Mutti & Normark, 1991; Pickering *et al.*, 1995; Kirschner & Bouma, 2000; Weimer *et al.*, 2000; Abbaszadeh

et al., 2003; Gardner *et al.*, 2003; Pirmez & Imran, 2003; Posamentier & Kolla, 2003; Deptuck *et al.*, 2007; Fonnesu, 2003; Dykstra & Kneller, 2009).

Parallel to the conceptual advance of these previous studies, 3D geological modelling emerged in the oil industry with the intention of representing possible new scenarios and quantifying associated uncertainties to the general characteristics of these reservoirs. However, there is still the necessity of progress in the understanding of hydraulic communication within turbidity deposits, which is an important topic for the predictability of hydrocarbon production.

Due to internal heterogeneity of turbidites, the oil fields that produce in this kind of reservoirs present a result in the hydrocarbon flow that is different from the one predicted. The difficulty in detailing deep-water fan reservoirs in subsurface, due to poor seismic data resolution (Ragagnin & Moraes, 2006) and lack of well data, limits the production curve robustness in areas to be exploited, which directly affects the financial results of the project.

Several deep-water reservoirs are confined channel systems, with variable width (McHargue *et al.*, 2010) and sinuosity degrees (Mayall *et al.*, 2006; Kolla, 2007; Labourdette & Bez, 2010), that are placed at a slope break environment. These deposits associated with cutting and filling events may be characterized by their different stacking patterns (Pickering *et al.*, 1995), geometry, facies association (Mayall *et al.*, 2006; McHargue *et al.*, 2010) and petrophysical characteristics, which directly impact in the degree of communication between sand bodies (Labourdette, 2007). One way to analyze the connectivity of turbidity deposits is to execute a formation test, especially in zones with few drilled wells and without historical production data. This analyses helps in the understanding of the area and consequently, in better planning of hydrocarbon exploitation.

This paper had as an objective to evaluate the connectivity between channeled bodies in different conceptual deposition models, using 3D geological modelling and flow simulation of formation tests. The scope of the tridimensional model is to represent the reservoir complexity and the numeric simulation is to show fluid behavior inside the modelled deposits.

The degree of connectivity between different scenarios of deep-water channelled fan deposits is one of the main uncertainties associated with the production of this kind of reservoir. The use of 3D modelling integrated with reservoir engineering dynamic data brings an improvement in the knowledge of this connectivity, which contributes, to a better development of an exploitation project.

MATERIALS AND METHODS

This study has been divided in three main phases. It started with the choice of the geological scenarios, determining the stacking patterns of the channel deposits and facies and petrographic variations as uncertainties to be analyzed. The second phase corresponded to the construction of tridimensional reservoir models of the pre-selected cases that served as base to the last step of this study, which was the flow simulation in porous media.

The used data was gathered from published articles about channelled turbidity deposits and deep-water wells from Sergipe-Alagoas Basin in the attempt to represent, in the most trustworthy way, the geometry and the dimension of channelled bodies and their sedimentary filling.

A large part of this work was accomplished using a 3D geological modelling software that had Geophysics, Geology and Engineering applications. The simulation process of the 3D geological models, to elaborate the production curves, was generated in specific reservoirs Engineering applications

Geological scenarios

In order to understand the influence of the stacking patterns in the flow behavior during the test period, a schematic stacking model of complex channels (Pickering *et al.*, 1995) was considered. The lateral and vertical amalgamation degree of the deposits were combined with geological uncertainty parameters, such as, channel width, facies proportions and average porosity and permeability values. The dimensions and hierarchy of the channelled complexes and individual deep-water channels were defined based on characterization works of these reservoirs (Moraes *et al.*, 2006, McHargue *et al.*, 2010).

Five scenarios of channel complexes were elected and had their width modified gradually between 300 and 800 meters and their thickness, between 20 and 60 meters, depending on the vertical or lateral amalgamation degree of the system. With the intention of not having any influence in other geological uncertainty parameters, all the cases had the same dimension, number of individual channels, facies and petrography distributions (Figure 1). In spite of being a present parameter in channel complexes (Abreu *et al.*, 2003; Labourdette & Bez, 2010), the sinuosity was not a tested variable, and consequently, it was unaltered in all the different scenarios and with less accentuated curvatures in order not to impact in the results.

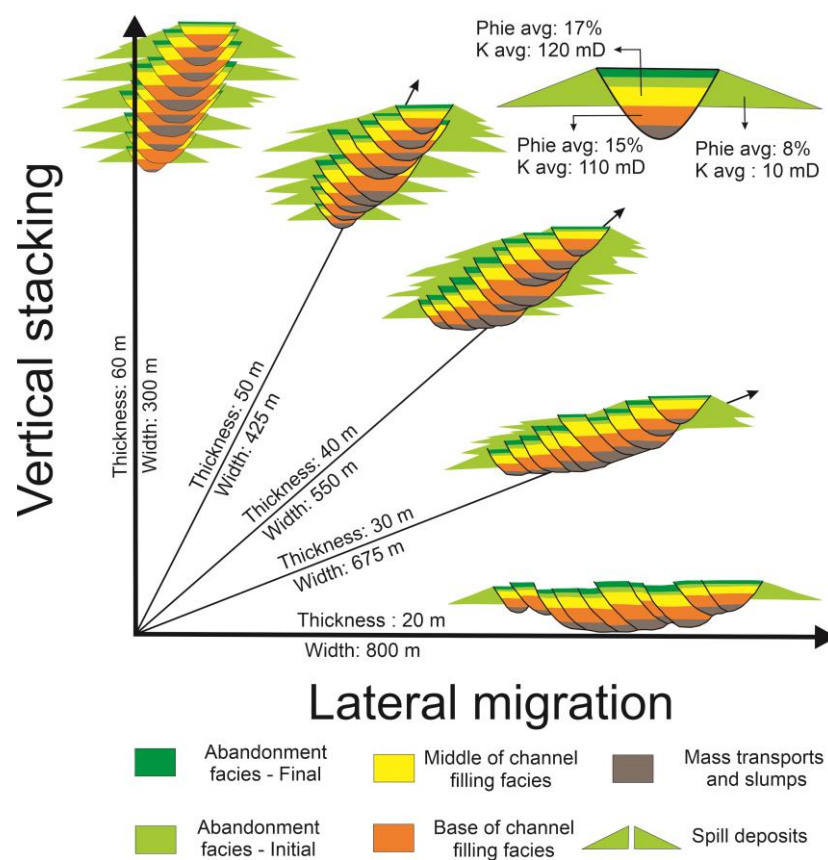


Figure 1 - Scenarios of stacking patterns of channeled systems to modeling and flow simulation. In total, only five cases of different stacking patterns were chosen, but with the same facies filling, porosity and permeability values.

The analysis of sediment filling influence along the formation test took into consideration the facies characteristics described by Mayall *et al.* (2006), Labourdette (2007) and McHargue *et al.* (2010), with small adaptations to the hydraulic communication study of the turbidity deposits. In total, five groups of facies that built the

3D model were described: mass transport facies and slumps; base of channel filling facies; middle of channel fillings, spill deposits; and abandonment facies. The lithological distribution with greater barrier potentials to the flow, such as slumped shales and shales related with the end of the turbidity current have been organized in different scenarios, varying the occurrence and proportion along the channel complexes.

The study of facies variation was composed of four scenarios of flow barriers in relation to each individual channel: deposition only in the channel axes (Scenario 2); filling of the channel margins (Scenario 3); partial deposition along the margin and base of the channel (Scenario 4); and deposition along the entire margin and axis of the channel (Scenario 5). Furthermore, a scenario without flow barrier was chosen to comparative effects (Scenario 1). With the intent to improve the understanding of these parameters, three stacking patterns were tested using these facies variation (Figure 2). The petrophysical values have been kept the same in all cases.

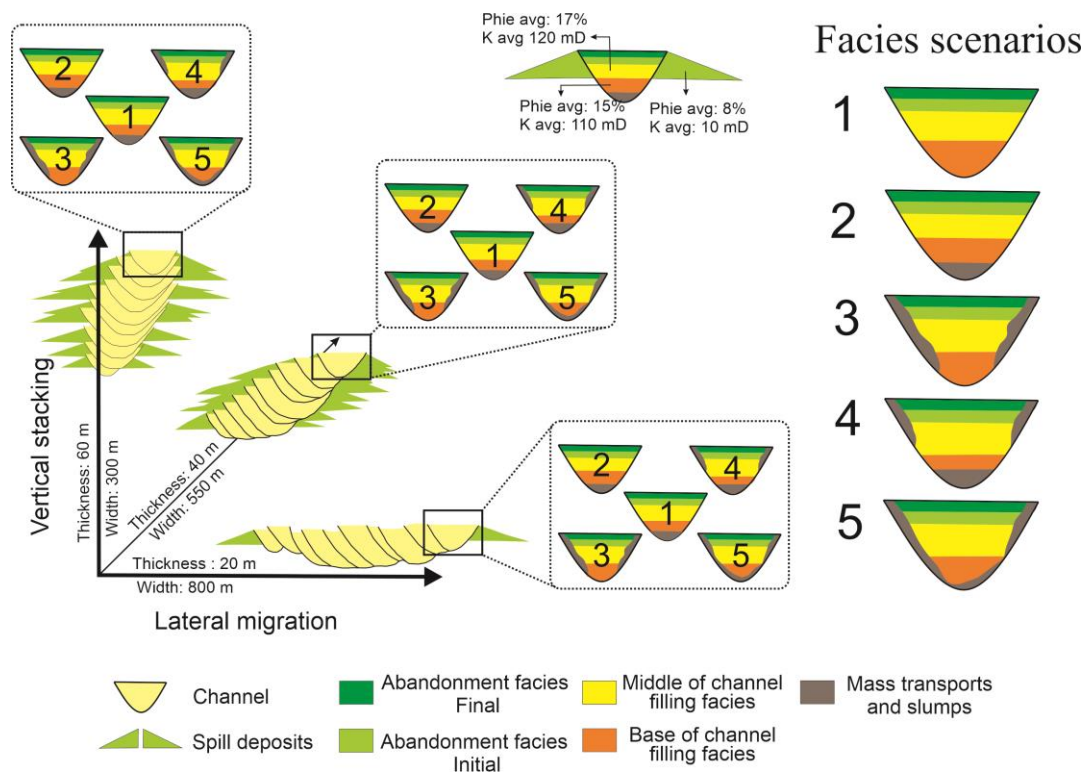


Figure 2 - Uncertainty scenarios related to facies filling. Overall, four scenarios of barrier occurrences and one without permeability barrier were modelled. These five scenarios were tested in three different stacking pattern cases. The petrophysical values of porosity and permeability have been kept constant in all cases.

The sensitivity to the permeability variation was analyzed in the result of the formation test, and it has been the only petrophysical property to suffer variations in the model. Rock data from sampled wells in Sergipe-Alagoas basin served as reference to the scenario creation of smaller and larger permeability averages.

The data showed permeability averages of 110 mD and 120 mD in reference to base and mid-channel facies, respectively. Approximately, this 8% difference between the most permeable filling facies of the channel was the base to the scenario creation that presented a gradual increase in these values, making an analogy of different ages and reservoir compaction. These values were: 18mD and 20mD; 64mD and 70mD; 110mD and 120mD; 320mD and 294mD; 520mD and 478mD; 720mD and 662mD (Figure 3). The facies association related to base and mid-channel deposits had their average values altered. The values of the spill deposits have been kept constant and in 10mD (Figure 3). The slump facies and the abandonment ones have been characterized as facies without porosity and permeability, contributing as very effective hydraulic barriers.

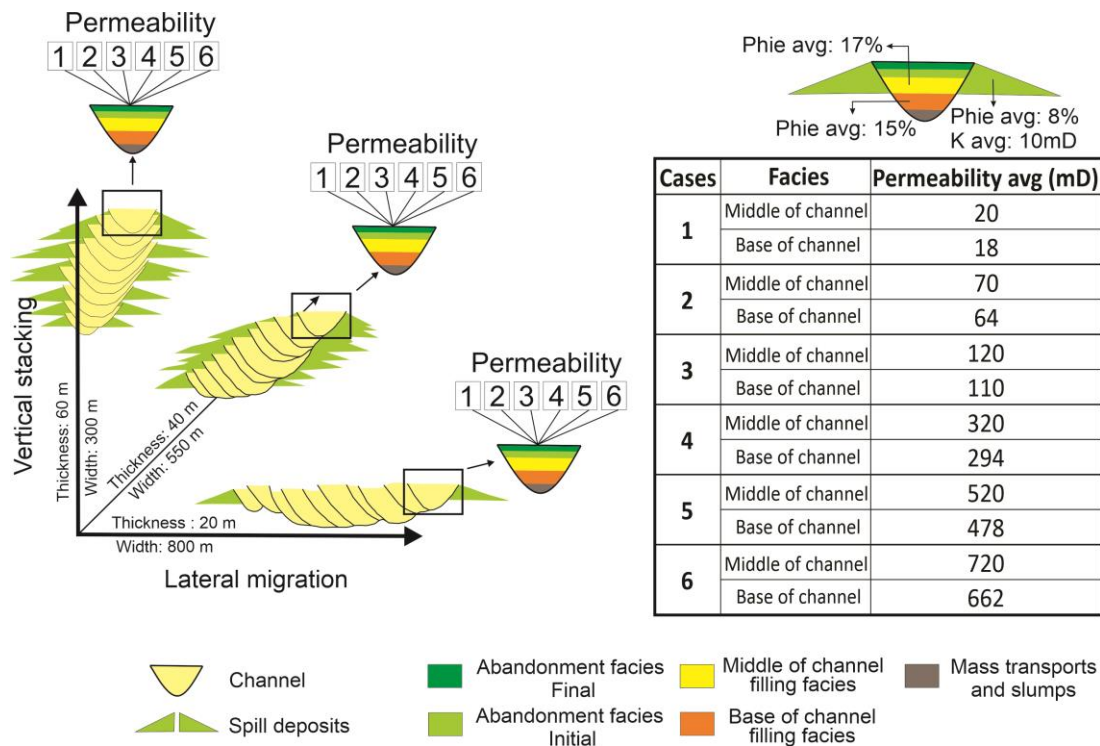


Figure 3 - Modelled and simulated permeability scenarios during the formation test. In total, six permeability cases were tested using three different stacking patterns. The sedimentary filling and its porosity values were kept constant.

3D geological modelling

The model grids were dimensioned with 10m x 10m cells and 1m average thickness layers that tried to represent in a detailed form, the internal heterogeneities of the turbidity channels. The modelled area was limited to the necessity of covering the test period, giving refining condition to the dimension of the cells without harming the result of the hydraulic communication evaluation. The construction of the tridimensional reservoir models followed the 3D modelling sequence (Neves, 2007) composed of the structural, stratigraphic, facies and petrophysical phases.

In the structural model phase, top and bottom surfaces of the main trough were constructed, delimiting the occurrence of channels. These horizon limits were dimensioned at a sufficiently large distance, in order not to affect the response of oil production along the evaluation period.

The stratigraphic model stage was characterized by the elaboration of individual channels that were arranged in different stacking patterns scenarios. Overall, ten channels were modeled with varied width and thickness to compose the turbidite deposits, sustaining these dimensions in different scenarios and taking into consideration the cut and filling concepts (Figure 4).

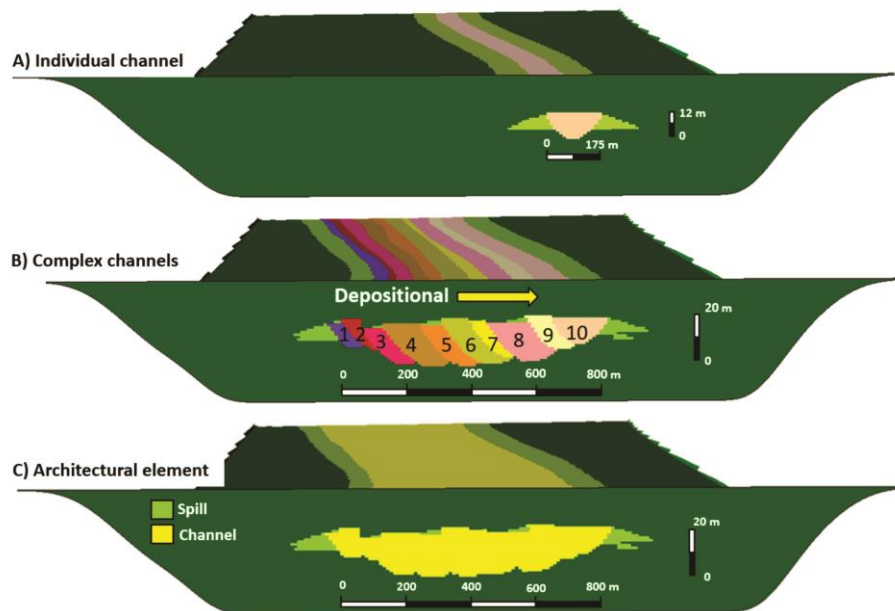


Figure 4 - Phases of stratigraphic model for lateral migration context. The subsequent stacking patterns followed the same methodology. A) Elaboration of individual channels with their respective dimensions. B) Modelled channel complexes using cut and filling concepts. C) Final stratigraphic model individualizing the channel and the spill deposit.

The base channel facies, mid-channel, mass transportation, abandonment deposits and spill ones compose the facies association used in the model. These lithology groups were distributed along the channels in their respective occurrence positions characterizing the facies model (Figure 5).

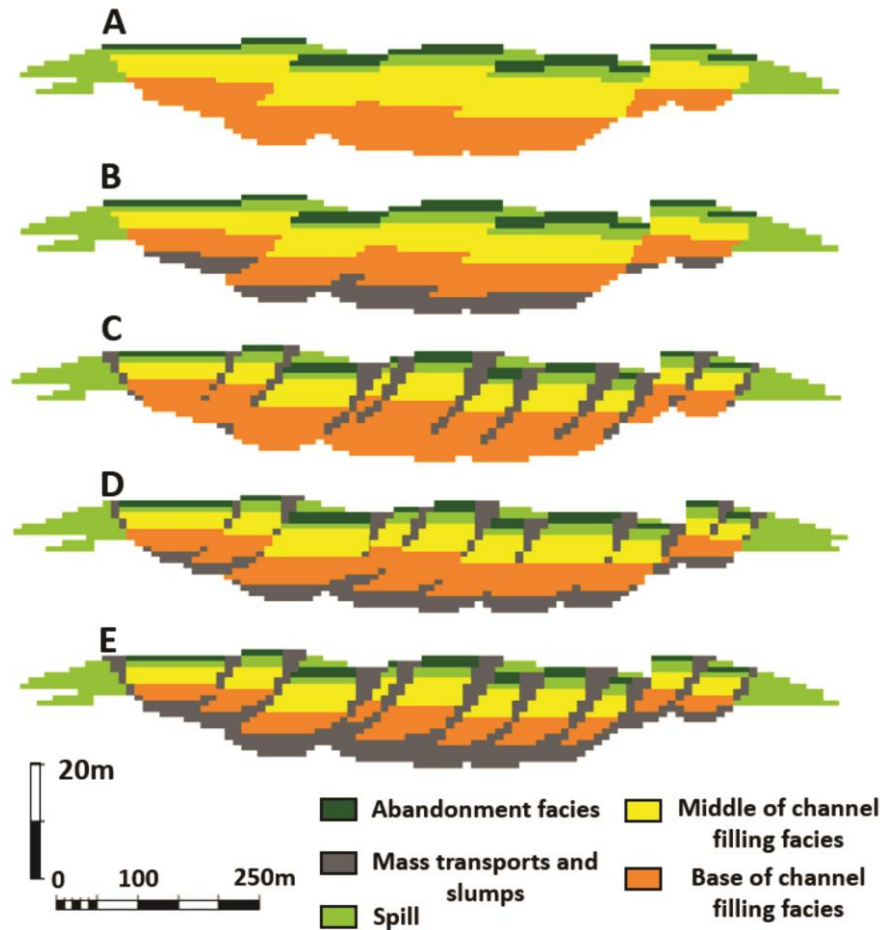


Figure 5 - Facies model phase for channel complexes with lateral migration. Other stacking pattern scenarios were modelled in the same way. A) Channel complex without permeability barrier (Scenario 1 of facies). B) Slumped shales in the base of channel (Scenario 2 of facies) C) Transmissibility barriers located in channel margin (Scenario 3 of facies). D) Channel complexes with partial communication (Scenario 4 of facies). E) Channel complexes with low communication between channels due to occurrence of barriers along the channel (Scenario 5 of facies).

The facies model conditioned the construction of the petrophysical model. Furthermore, to the permeability distribution, the model was guided by porosity, which means that high porosity cells had the tendency of generating higher permeability ones.

Numerical flow simulation

The numerical flow simulation was initiated when the properties of stacking pattern, facies and petrophysics were well defined. The fluid properties used in the simulation parameters, such as saturation pressure, viscosity, oil/gas formation factors and solubility ratio were obtained from hydrocarbon turbidity reservoirs of Sergipe-Alagoas basin, characterizing in a more realistic way, the parameters were used in this part of the process. These parameters have been kept constant in all cases.

A single production scenario was used, always with the well located in the central portion of the most recent individual channel. The same criteria served to perforation, limiting itself to test production only in the porous interval referring to channel 10 (Figure 6). In this way, all the tested scenarios were associated to the same depositional element, and consequently, to the same thickness perforation interval.

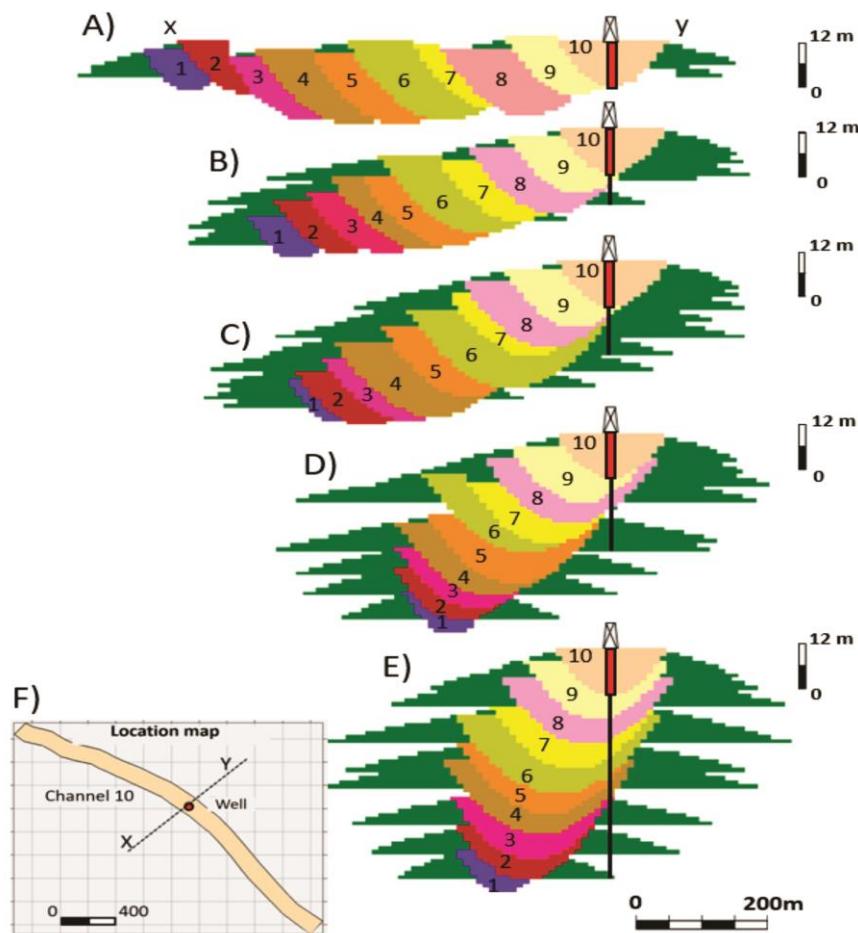


Figure 6 – Strike section along of channel complexes, showing the production scenarios. A-E) Production well used in simulation was placed in the axis of channel 10, always testing the same depositional element. The red rectangular form represents the perforated interval in different stacking pattern scenarios. F) Map of well location in relation to channel 10.

The turbidity channel complex started production with a constant oil ratio, simulating a 200 hours formation test with single flow. The response of the reservoir pressure to the constant flow is known as a test deconvolution. This methodology described in Schroeter *et al.* (2001) is used by many oil companies as a form of analyzing the communication between reservoirs. The consequences in the fluid behavior due to different geological scenarios were mostly analyzed in the form of graphs originated from the simulation, showing the pressure curve and the pressured derivative curve along the test period (Figure 7).

The pressure derivative curve was generally used due to the capacity to characterize the connectivity degree of the channels in a qualitative way. This curve could be divided in two pressure regime stages (Figure 7). In the first stage, characterized by the beginning of production, it is not possible to identify the hydraulic barriers, present in the channel complex. Consequently, the variation of the pressure derivative curve is practically constant. The transmissibility (product of thickness and permeability, divided by fluid viscosity) of the interval thickness is the interpreted information during this period. Throughout time, the internal discontinuities start to influence the flow dynamics, initiating the second stage. In this moment, the increase in the inclination of the pressure derivative curve is noticed, which is the main information used to differentiate the communications between turbidity deposit scenarios. Objectively, the more inclined the curve, the more confined is the system, or worse is the communication between channeled bodies.

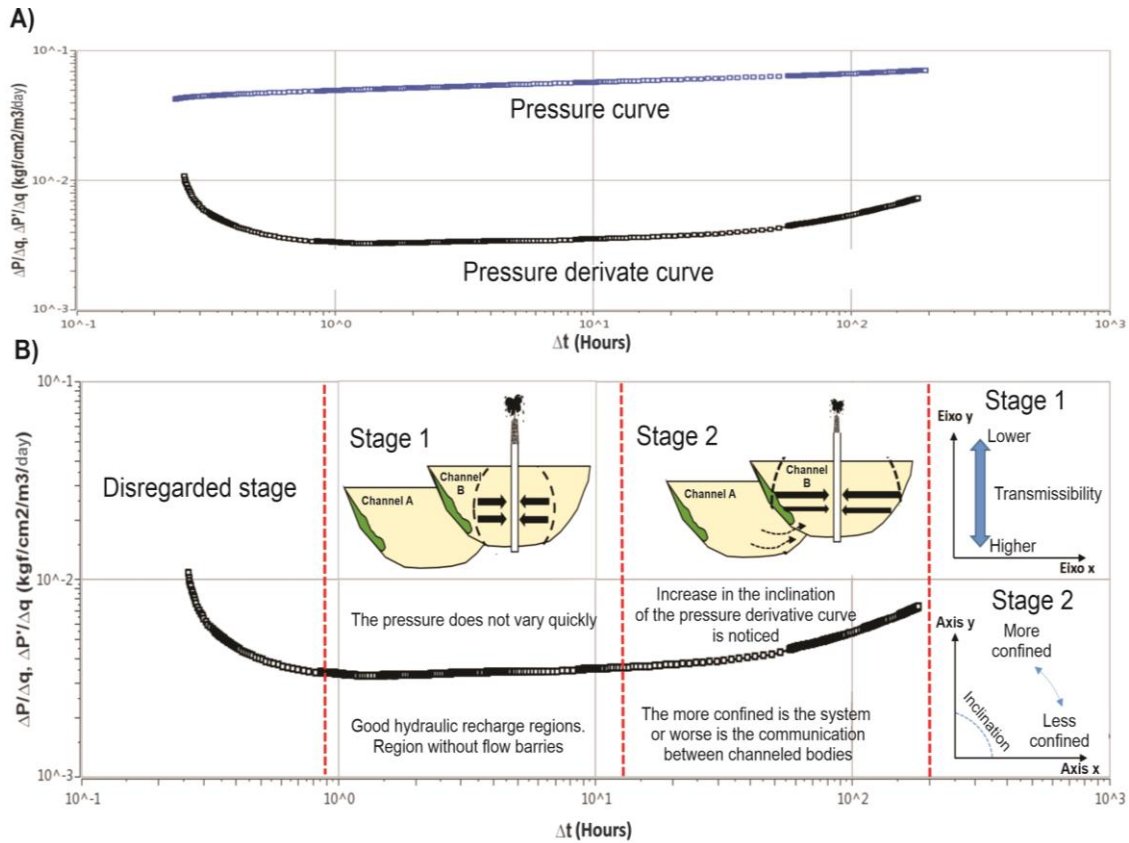


Figure 7 - Graphs originated from the formation test simulation. A) Main results of formation test. To the study, the variation of the pressure derivative curve was used. B) The variation curve of the pressure derivative curve and its main interpretation results. The discarded stage of the curve is associated with well log and is useless in this analysis. Stage 1 represents the period that the pressure does not vary quickly. In general, it is associated with good hydraulic recharge regions, which means, good communication. Stage 2 illustrates the change in the pressure behavior, starting to vary rapidly. This curve inclination is one of the parameters used to interpret the channel confinement degree.

RESULTS AND DISCUSSIONS

Stacking pattern variation

The different stacking patterns responded distinctively when put to production during the formation test, showing quicker confinement in the channeled complex, where there were greater vertical stacking (Figure 8). The well proximity to the margins of the turbidity deposits, region with greater barriers presence, allowed these limits to be detected in a shorter time (Figure 9). Therefore, the pressure derivative curves of the predominant vertical amalgamation scenarios were characterized by a greater curve inclination.

The difference in the Y axis positioning between the resultant curves of the simulation (Figure 8) is associated to transmissibility values near the well region. Since the permeability values were kept constant, the porosity thickness of the perforated interval directly influenced in these behavior. The models with lateral migration predominance are less confined, making the individual channels less distant of the well and influencing less in the initial test period. On the other hand, in the channel complexes with vertical amalgamation tendency, the greater porosity thickness near the production interval, directly affects the initial test period.

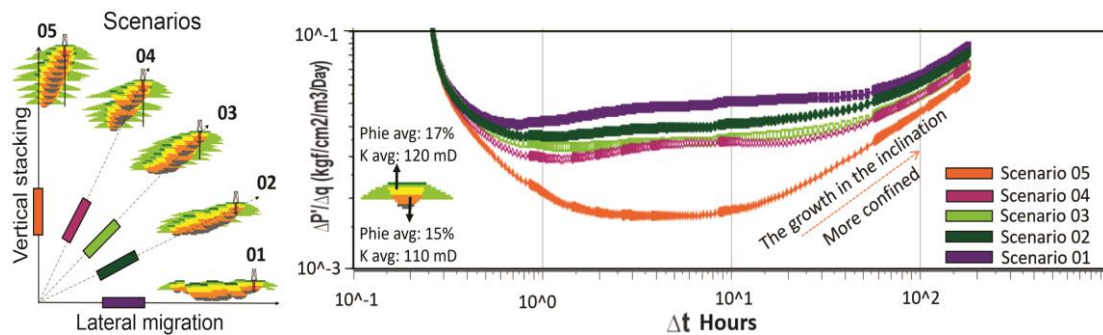


Figure 8 - Results of test simulation in different stacking pattern scenarios. The inclination of the pressure derivative curve increases in the scenarios of greater vertical amalgamation, indicating a more confined context.

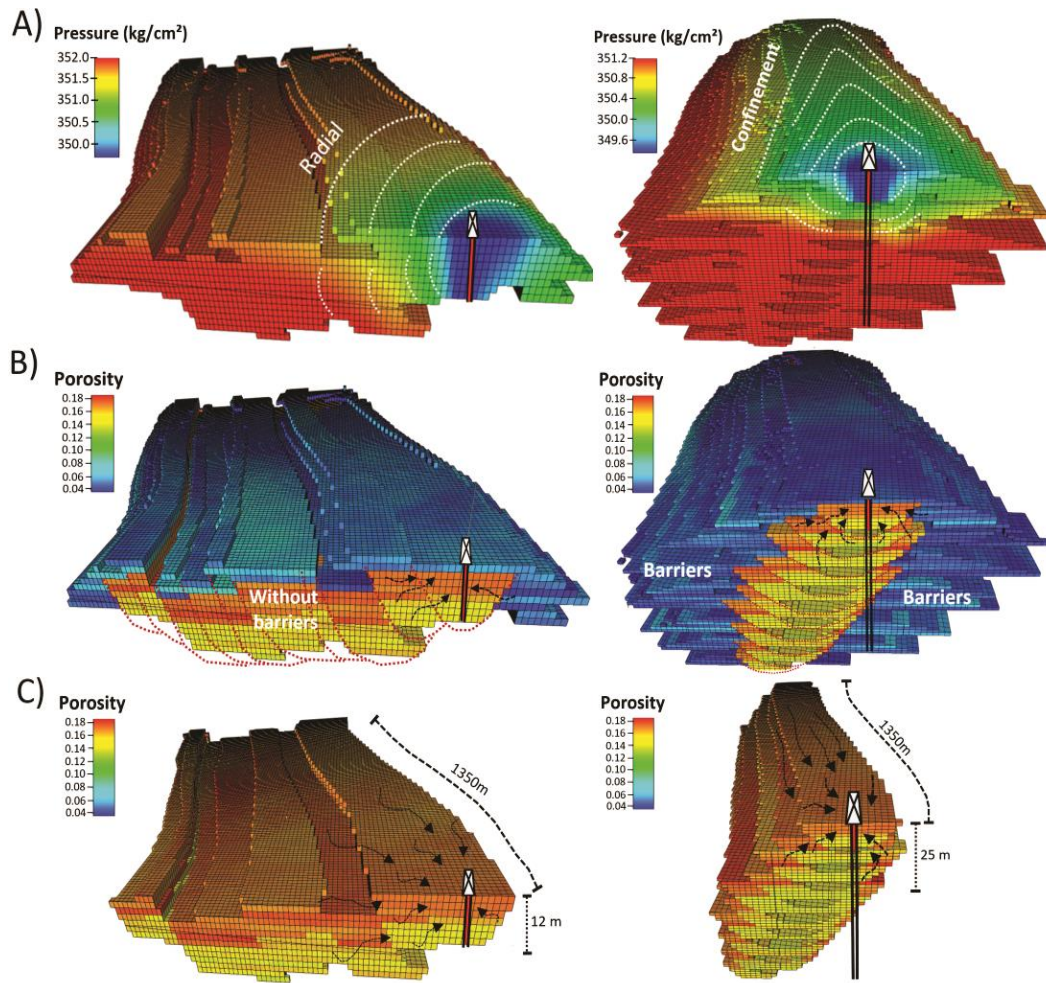


Figure 9 - Comparison between channel complexes with lateral migration tendency *versus* vertical stacking. A) 3D geological model with pressure property after 20 hours into formation testing. The pressure in the lateral migration scenario tends to vary in a radial way, since the channels had a better recharge between themselves. In the vertical stacking model, the flow drainage stays more confined along the channel, due to lateral barriers. B) 3D geological model with porosity property showing existing barriers. The spill deposits of the channel complexes make the confinement increase rapidly in the test results. C) 3D geological model with the porosity property only in the turbidity channels. The bigger porosity thicknesses influenced the curve behavior along the Y-axis, near to the perforation interval region

Extracting the pressure derivative values in the 38-hour time and in the end of the test enabled to calculate the variation rate in this period. In this paper, these values were denominated as confinement degree and were correlated to the width ratio *versus* the turbidity complexes (aspect ratio). Figure 10 illustrates the crossplot between these two parameters, showing that depending of the vertical stacking, the confinement rapidly increases, when compared to scenarios that the lateral migration component is more present.

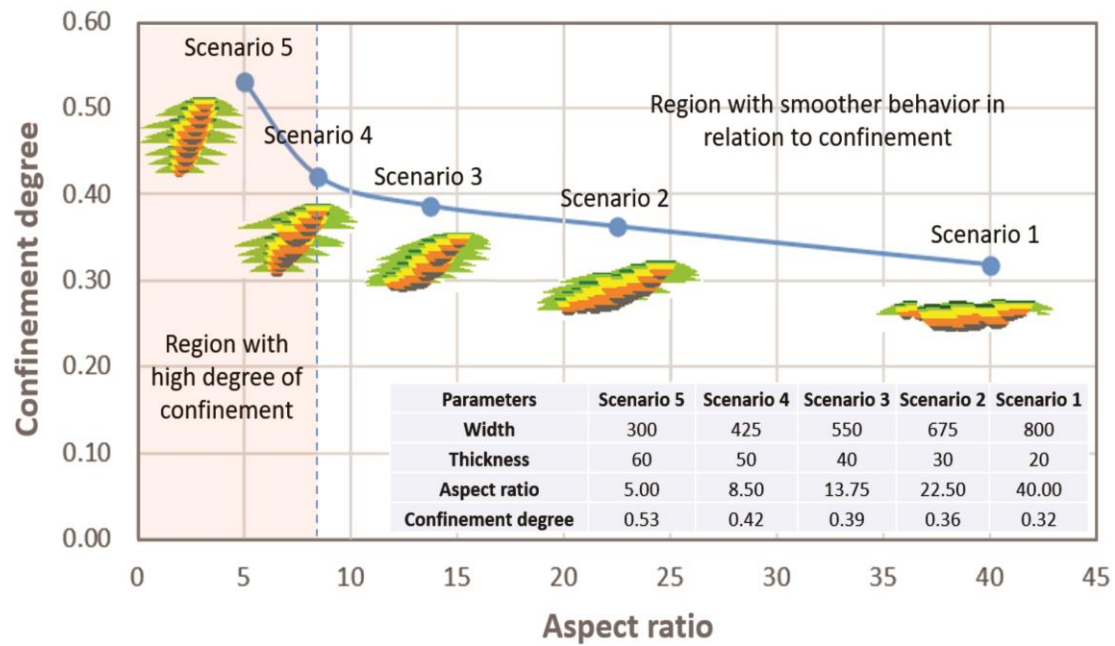


Figure 10 – Crossplot between confinement degree *versus* aspect ratio. The tested scenarios showed that the greater vertical amalgamation of the channel complexes, the faster the increment in the confinement degree.

Occurrence variation of hydraulic barriers

The barrier proportion along the channel margins affected the fluid percolation in the reservoir. Depending on the stacking pattern, some facies filling scenarios were more influential than others were. The scenario results, without slumped shales along the channels, were plotted in the graph to assist in the comparison with other results.

The presence of transmissibility barriers throughout the entire erosive surface (Scenario 5) drastically damaged the fluid percolation in the interior of the channel complexes. In the beginning of the test, the slumped shales hindered the hydrocarbon flow between channeled deposits, making the reservoir pressure drop rapidly near the well region (Figure 11). This behavior indicates total system confinement; however, the existence of communication is pointed out during the simulation, even with low transmissibility between channels. This evidence can be justified by the decrease of the pressure derivative curve, indicating the maintenance of the pressure by channel recharges.

The barrier scenarios exclusively placed on the margins (Scenario 3) had more influence in the channel complexes with lateral migration predominance. This

sedimentary context was characterized by greater confinement between channels, increasing the variation in pressure derivative along the production time (Figure 11). This heterogeneity damaged the horizontal drainage and the fluid had to go through larger distances to reach regions near the production well (Figure 12). With the increase of vertical stacking, the flow restriction diminished, resulting in a very similar pressure derivative curve to the no barrier case (Figure 11).

The slumped shales concentrated along the channel axis (Scenario 2) were little influential during the formation test period. In the vertical stacking pattern, scenario with greater interference probability, the barriers were not very influential. The pressure derivative curve slightly inclined when compared with the no barrier scenario (Figure 11). It was possible to notice the similarity in the pressure behavior extracting the volume of the pressure variation and confronting it with the case that had no internal heterogeneities (Figure 13).

In the greater lateral migration scenario, the partial deposition of slumped shales, along the base and margins of channels (Scenario 4), did not cause great confinement effects in the turbidity system. The reason was that the communication regions between channels occurred in greater lateral portions, making that the horizontal flow had no great influence in the system. In the channeled complexes with greater vertical stacking, this facies context had certain influence in the pressure conservation throughout a longer period, when compared with a no barrier case (Figure 11). The individual channels retained the communication between themselves, however, with less influence in the spill deposits. This perspective made the production be more impacted by the channeled deposits and less influenced by all the turbidity fan system. This behavior is possible to observe in Figure 13.

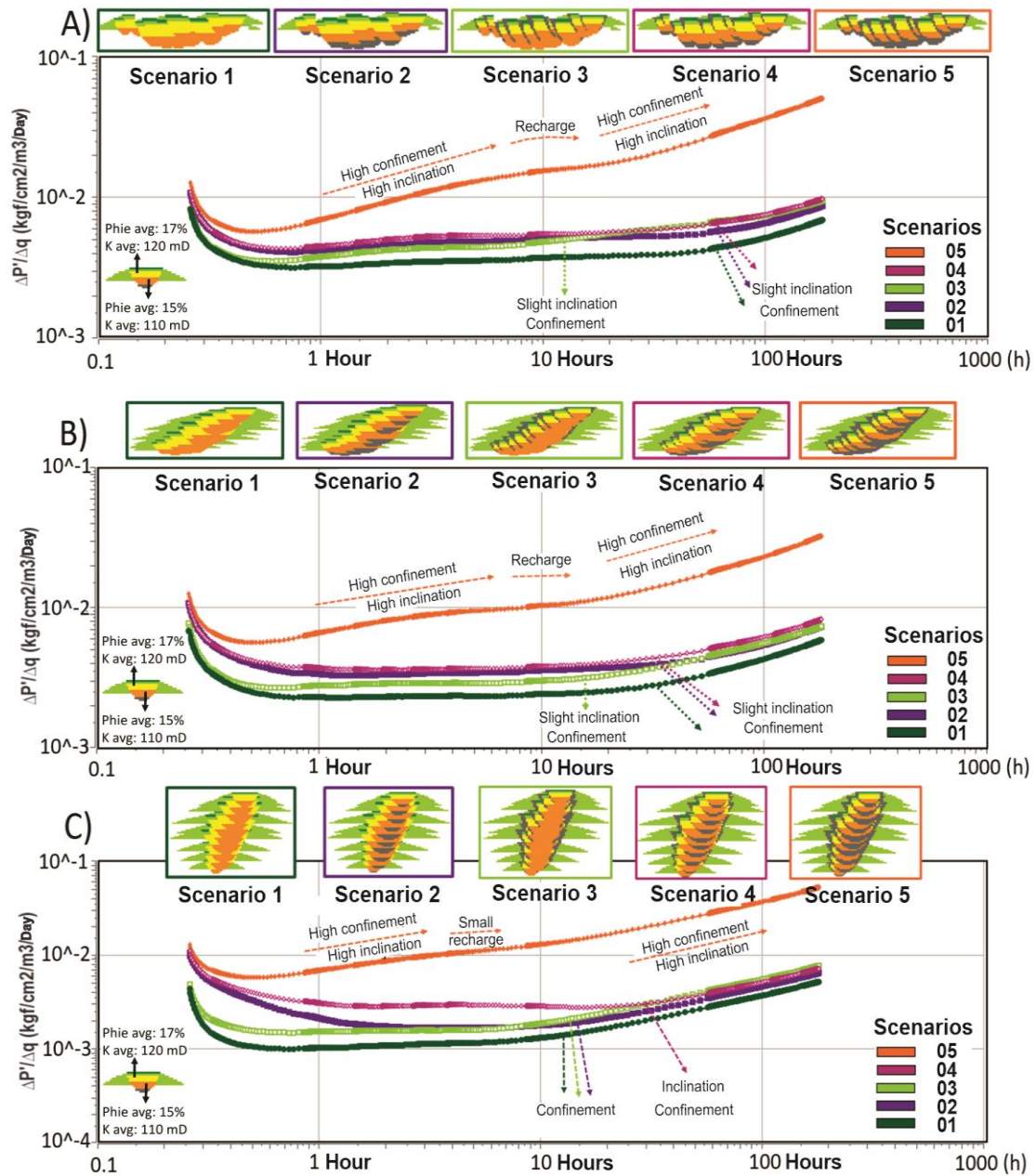


Figure 11 - Results of simulation formation test to scenarios of facies variations in different stacking patterns. A) Facies variation response in relation to channels with bigger lateral migration. The 1, 2 and 4 scenarios had very similar behaviors in relation to the pressure derivative curve inclination. The laterally existing barriers of scenario 3 showed that the system had a faster confinement. Scenario 5 presented to be highly confined but with hydraulic communication points. B) Facies scenario responses deposited in channel complexes with vertical and lateral amalgamation tendencies. In a geological context, the lateral barriers of scenario 3 had more influence in the results. Scenarios 1, 2 and 4 show very alike results. Scenario 5 was subjective to high confinement. C) Results related to vertical stacking pattern. When compared to the other cases, scenario 4 had a more delayed response to confinement.

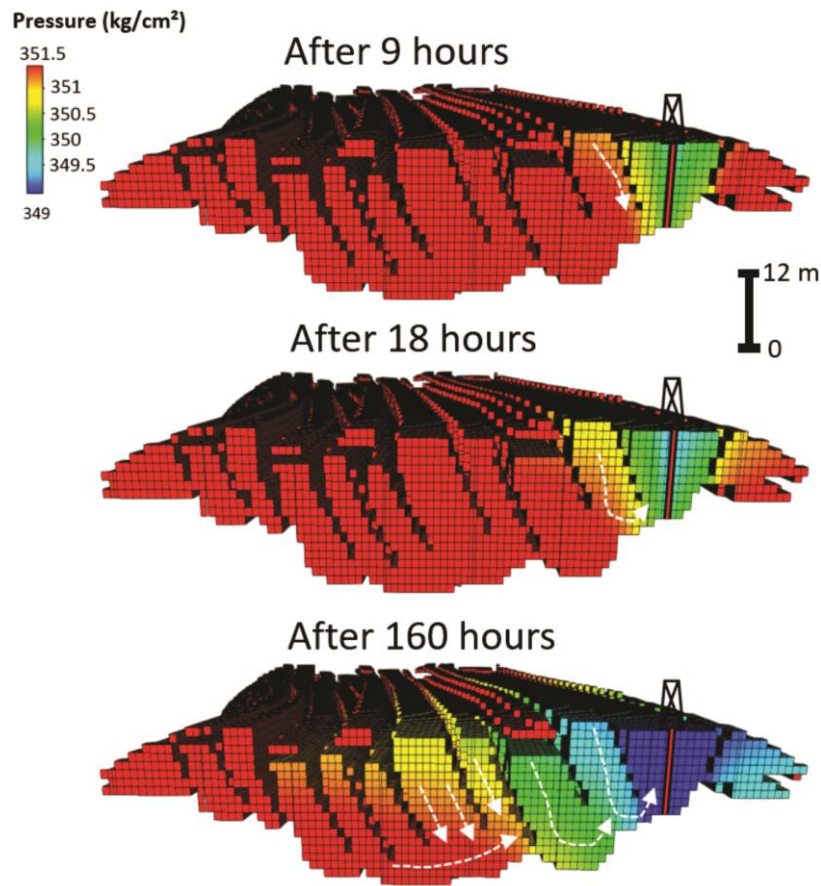


Figure 12 – Strike section along channel complexes showing the pressure property throughout time in a 3D geological model (Scenario 3). The existence of lateral barriers made the drainage difficult in this depositional context, making the fluid to have to go through a longer route as shown in the pressure variation between channels.

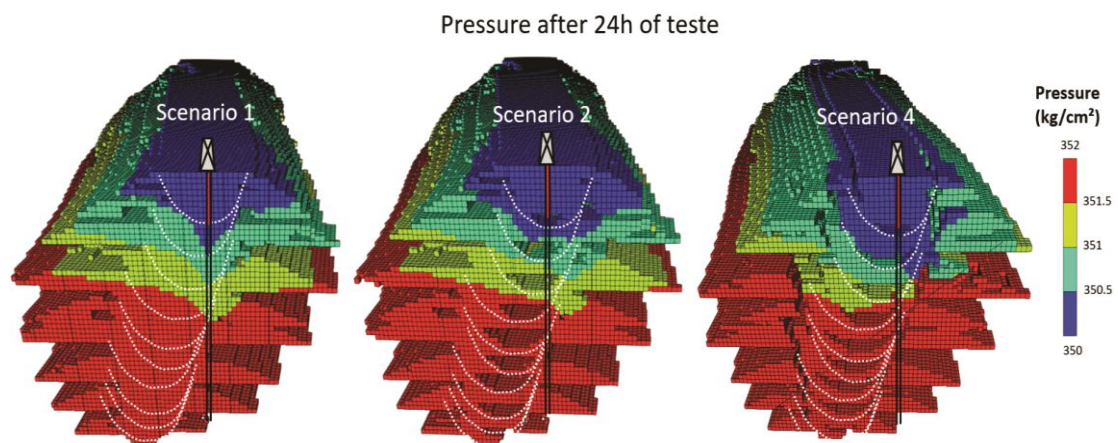


Figure 13 - Difference between drained regions among number 1, 2 and 4 scenarios of vertical stacking pattern. All of them had communication between channels; however, the slumped shales from case 4 hindered the hydrocarbon drainage present in the spill deposits. This situation made production to be more impacted by the channeled deposits and less influenced by all the turbidity fan system.

When analyzing the confinement degree and the variation of the pressure derivative curve between 38 and 180 hours, it was confirmed that the cases of barrier occurrences with the same stacking pattern had a small difference between themselves (Figure 14). Another important point was that the larger vertical amalgamation rate of the channels showed to be more influential in the results than the facies variation. The exception was in the scenario of high proportion of slumped shales along the entire channel. In this situation, the differences in the confinement of the three scenarios were very similar, showing that, in order to have a significant decrease in the hydraulic connectivity, the channeled deposits must have very effective permeability barriers.

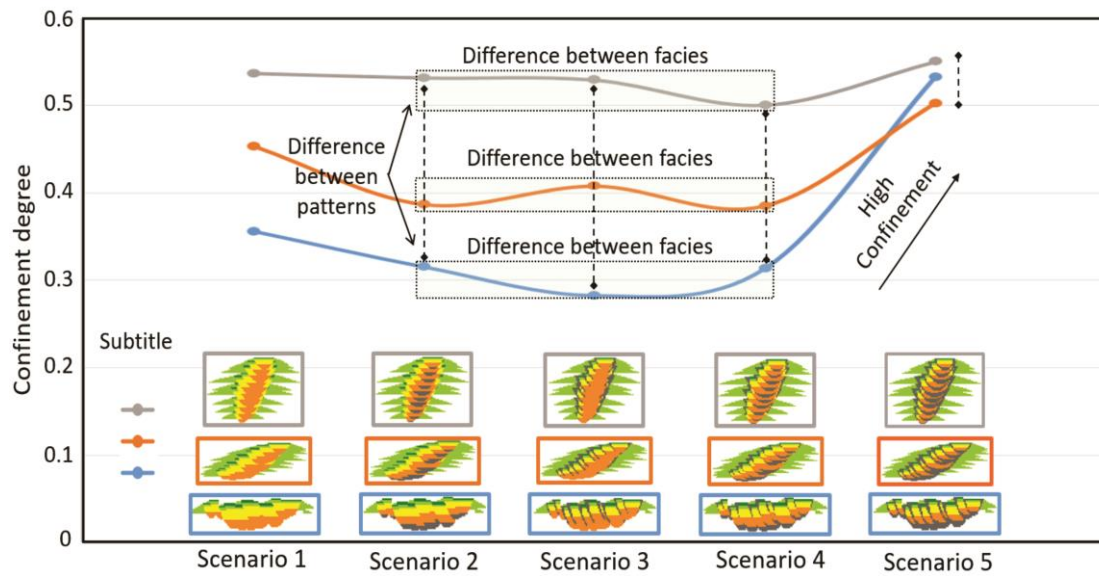


Figure 14 - Confinement degree crossplot *versus* facies variation cases. The different curve colors indicate distinct deposition scenarios where the barrier occurrences were tested: gray color – vertical stacking; orange color – vertical stacking and lateral migration; blue color – lateral migration. It is possible to observe that in cases with the same amalgamation degree, the difference in the confinement degree was small. The values differentiate themselves when the cases are compared to different stacking patterns.

Effective permeability

The growth in the average effective permeability values made the pressure derivative curve inclination to increase in all simulated scenarios (Figure 15). With this variation, the fluid had an easiness to percolate the interior of the reservoir, making a quicker identification of existing barriers in the simulated models (Figure 16). Scenarios

with lower average permeability reduced the investigation range, and made impossible to verify a more expressive confinement of the channel complexes during the test period.

In relation to the variation in the Y-axis position, the difference was caused by the transmissibility near the well, which is directly related to the facies being more or less permeable.

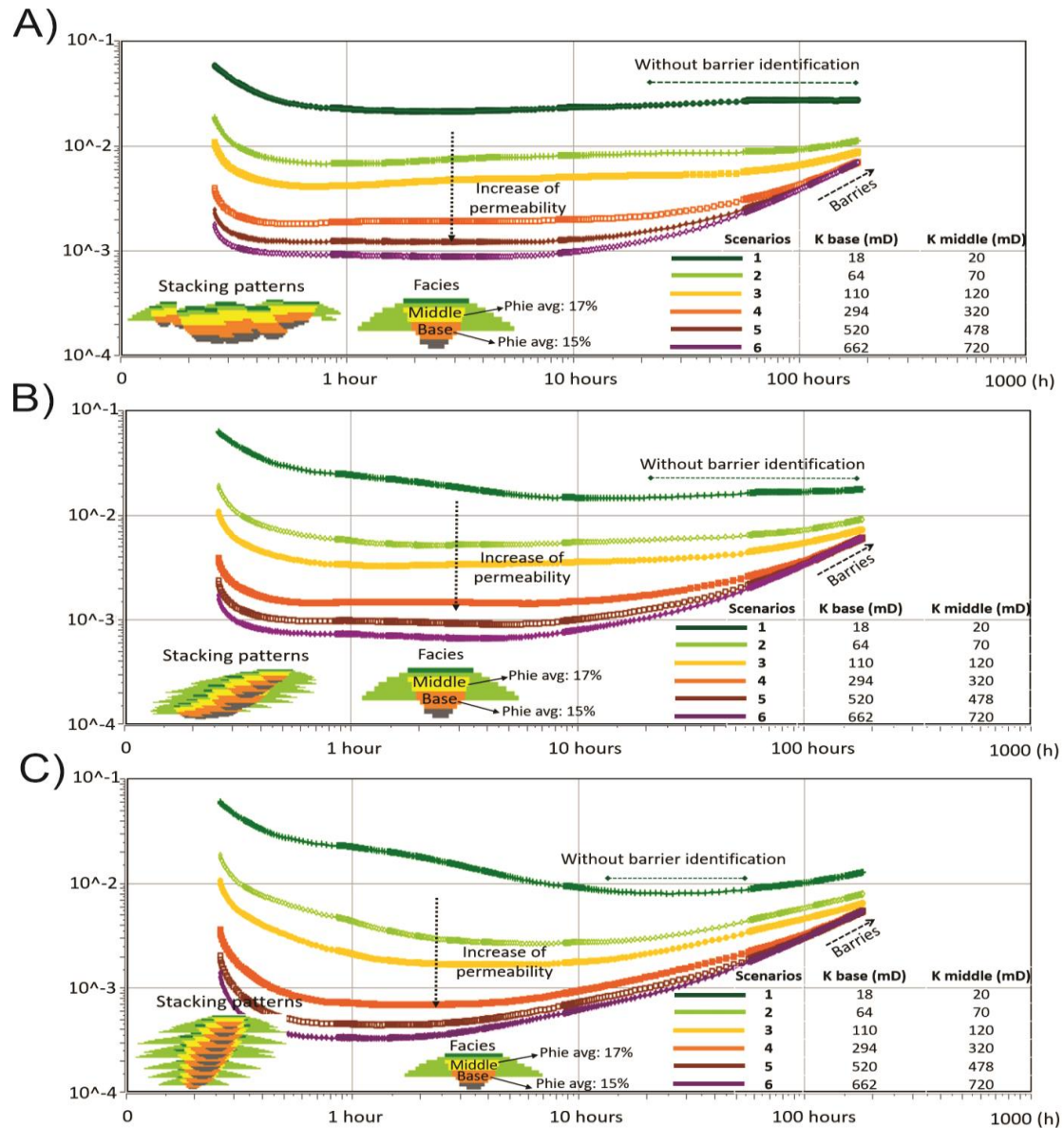


Figure 15 - Simulation results using the permeability variable as an uncertainty. It was possible to observe the growth in the inclination of the pressure derivative curve with the increase of permeability values in all deposition pattern scenarios. In general, the permeability increment intensified the range of the test, which made possible to observe the barriers in a smaller period. A) Variation permeability response in channel complex with lateral migration tendency. B) Variation permeability response in channel complex with lateral migration and vertical stacking tendencies. C) Variation permeability response in channel complex with vertical stacking tendency.

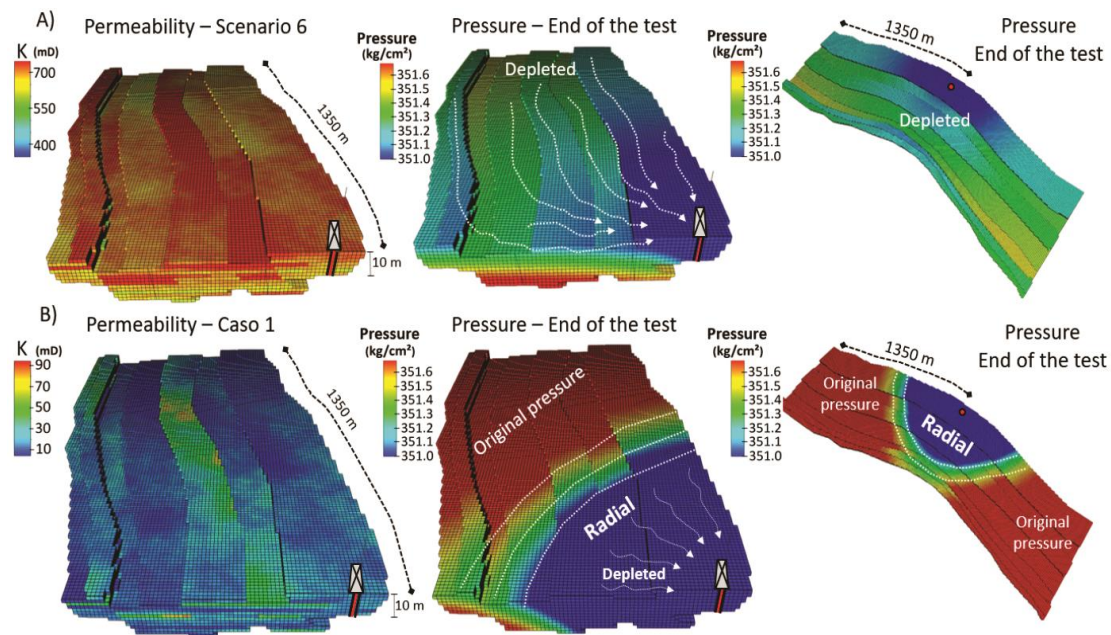


Figure 16 - Permeability model and pressure variation at the end of the test in different cases, seen at section and plant map. A) High permeability model showing that practically all regions were affected by the pressure variation at the end of the test. B) Low permeability model illustrating a smaller investigated area and a radial format of pressure variation at the end of the test.

The variation rate of the pressure derivative curve was extracted from verified values at 38 hours and at the end of the test and it was correlated with permeability cases of simulated models. In this cross plot, it was observed that with the growth of permeability values, the confinement degree increased and the difference between the results, in each stacking patterns, decreased (Figure 17). The easy of hydrocarbon fluidity in the reservoir facies made the barriers to be identified in the distinct deposition patterns. In the cases of lower permeabilities, the graph showed that it is possible to classify the channel complexes with greater vertical and lateral amalgamation according to the confinement degree.

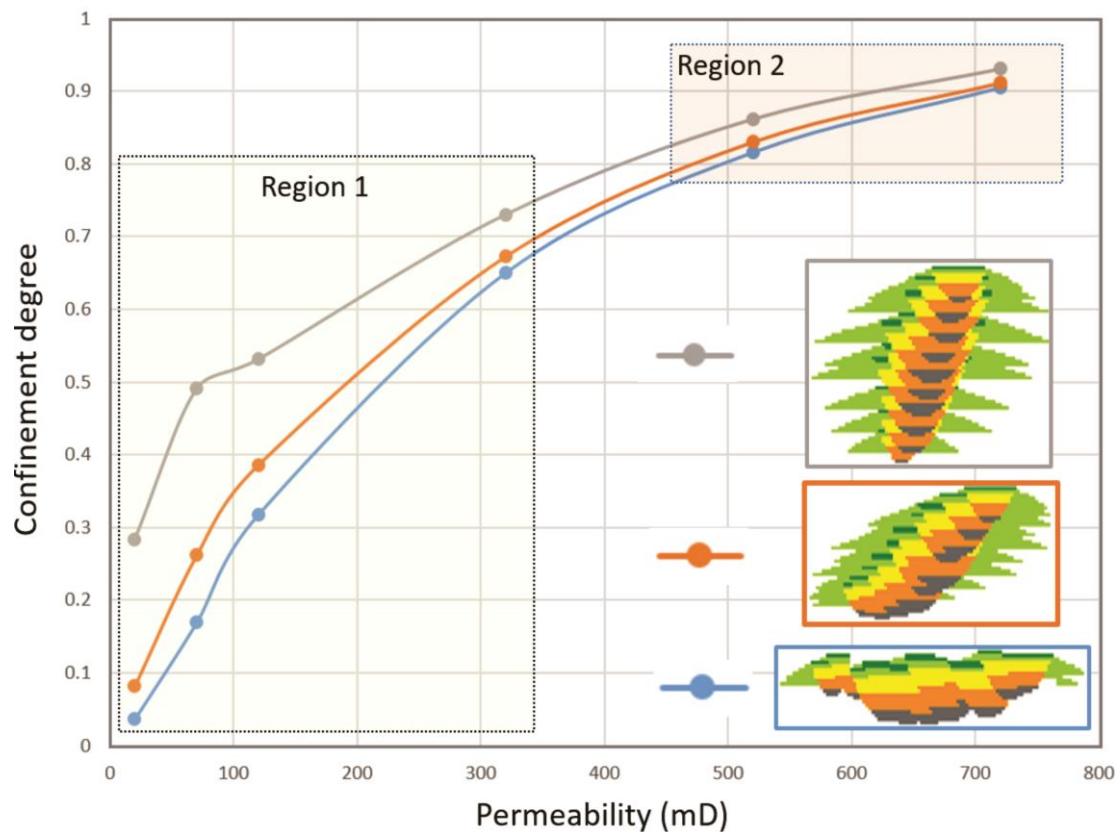


Figure 17 - Confinement degree *cross plot versus* permeability. The different curve colors indicate different stacking pattern scenarios, in which the permeability variation was tested. The number 1 region shows the possibility to distinguish the vertical and lateral amalgamation degree of the channel complexes. In the second region, the higher permeability values obtained very similar responses in relation to the confinement degree.

CONCLUSION

The 3D geological modelling tool, in association with a dynamic flow simulation, contributed to characterize and quantify the impacts in the hydraulic communication of the channeled deposits due to parameters variations. Using the response of the reservoir pressure with a constant flow rate, different stacking patterns, facies heterogeneities and permeability revealed to be very influential in the behavior of the fluid inside the channel complexes. The results highlighted the importance of a good reservoir characterization, displaying that different alterations in the geological characteristics of the channeled deposits might generate distinct behaviors in the hydrocarbon production.

The change in the deposition of the channeled complex, with higher predominance of lateral migration to a context of larger vertical stacking, made the confinement degree to increase. With the growth of the vertical amalgamation of the channels, the lateral limits of the turbidity deposits started to influence more in the period of the test. These results emphasize the importance of a good interpretation of the disposition of the channeled bodies, because the verticality stacking degree of the channels showed to be considerable influential in the hydrocarbon production. Scenarios with a tendency of higher lateral migration showed that horizontal wells contribute to an improvement in the reservoir exploitation. All the same, scenarios with vertical stacking patterns improved their productivity with vertical or directional wells.

In relation to the facies scenario, the cases of transmissibility barriers alongside the channels, rapidly affected the pressure derivative curve, showing that the low recharge capacity between the channeled deposits is rapidly identified in the formation test. The slumped shales located in the margins hindered the fluid passage only in the cases that the lateral migration prevailed, giving a greater confinement aspect to the system. The slumped facies positioned in the base of the channels did not have great impacts in the hydraulic communication of the turbidity complexes. The depositional model, with barriers partially positioned in the channels, had more influence in the vertical stacking, hindering the investigation radius of the test.

The fluid behavior in the interior of the reservoir suffered a major influence due to permeability changes. With the increment of the average values of this property, the investigation range, along the formation test, was intensified. This contributed to an earlier barrier identification in the system. The growth in the permeability decreased the influence of the stacking pattern, which made possible to identify confinements in the different deposition scenarios.

Qualitatively, it was possible to distinguish from the obtained data that the stacking patterns parameters and permeability were the most influential in the results of the formation test performed in the channeled complexes. The facies variations, that maintained a certain connectivity degree between channels, did not have a strong influence in the confinement degree of the system.

BIBLIOGRAPHIC REFERENCE

- Abbaszadeh, M., Takano, O., Yamamoto, H., Shimamoto, T., Yazawa, N., Murguía, S.F., Zamora Guerrero, D.H., Rodríguez de la Garza, F., 2003. Integrated Geostatistical Reservoir Characterization of Turbidite Sandstone Deposits in Chicontepec Basin, Gulf of Mexico, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5–8 October 2003, Denver, Colorado. Society of Petroleum Engineers 84052.
- Abreu, V., Sullivan, M., Pirmez, C., Mohrig, D., 2003. Lateral accretion packages (LAPs): an important reservoir element in deep water sinuous channels. *Marine and Petroleum Geology* 20, 631-648.
- Beaubouef, R.T., Friedman, S.J., 2000. High-resolution seismic/sequence stratigraphic framework for the evolution of Pleistocene intra slope basins, Western Gulf of Mexico: depositional models and reservoir analogs. In: Weimer, P., Slatt, R.M., Coleman, J., Rosen, N.C., Nelson, H., Bouma, A.H., Styzen, M.J., Lawrence, D.T. (Eds.), *Deep Water Reservoirs of The World*. Gulf Coast Section SEPM 20th Bob F. Perkins Research Conference, 40-60.
- Deptuck, M.E., Sylvester, Z., Pirmez, C., O'Byrne, C., 2007. Migration-aggradation history and 3-D seismic geomorphology of submarine channels in the Pleistocene Benin-major Canyon, western Niger Delta slope. *Marine and Petroleum Geology* 24, 406-433.
- Dykstra, M., Kneller, B., 2009. Lateral accretion in a deep marina channel complex: implications for channelized flow processes in turbidity currents. *Sedimentology* 56, 1411-1432.
- Fonnesu, F., 2003. 3D seismic images of a low sinuosity slope channel and related depositional lobe (West Africa deep offshore). *Marine and Petroleum Geology* 20, 615–629.
- Gardner, M.H., Borer, J.M., Melick, J.J., Mavilla, N., Dechesne, M., Wagerle, R.N., 2003. Stratigraphic process-response model for submarine channels and related features from studies of Permian brushy canyon outcrops, West Texas. *Marine and Petroleum Geology* 20, 757-787.

- Huang, Y., 2018. Sedimentary characteristics of turbidite fan and its implication for hydrocarbon exploration in Lower Congo Basin. *Petroleum Research* 3, 189-196.
- Kang, H., Meng, J., Cheng, T., Jia, H., Bai, B., Li, M., 2018. Characteristics of deep water depositional system in Campos basin, Brazil. *Petroleum Exploration and Development* 45, 99-110.
- Kirschner, R.H., Bouma, A.H., 2000. Characteristics of a distributary channel-levee-overbank system, Tanqua Karoo. In: Bouma, A.H., Stone, C.G. (Eds.), *Fine-Grained turbidite Systems*, American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Memoir 72 and SEPM Special Publication No. 68, pp. 233–244.
- Kolla, V., 2007. A review of sinuous channel avulsion patterns in some major deep sea fans and factors controlling them. *Marine and Petroleum Geology* 24, 450-469.
- Kolla, V., Bourges, P., Urrity, J.M., Safa, P., 2001. Evolution of deep water tertiary sinuous channels offshore, Angola (West Africa) and implications to reservoir architecture. *American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Bull* 85, 1373–1405.
- Labourdet, R., 2007. Integrated three-dimensional modeling approach of stacked turbidite channels. *American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Bull.* 11, 1603-1618.
- Labourdet, R., Bez, M., 2010. Element migration in turbidite systems: Random or systematic depositional processes?. *American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Bull.* 94, 345-368.
- Labourdet, R., Poncet, J., Seguin, J., Temple, F., Hegre, J., Irving, A., 2006, Three-dimensional modelling of stacked turbidite channels in West Africa: Impact on dynamic reservoir simulations. *Petroleum Geoscience* 12, 335–345.
- Liu, L., Zhang, T., Zhao, X., Wu, S., Hu, J., Wang, X., Zhang, Y., 2013. Sedimentary architecture models of deep water turbidite channel systems in the Niger Delta continental slope, West Africa. *Petroleum Science* 10, 139–148.
- Mayall, M., Jones, E., Casey, M., 2006. Turbidite channel reservoirs-key elements in facies prediction and effective development. *Marine and Petroleum Geology* 23, 821-841.

- Mayall, M., Stewart, I., 2000. The architecture of turbidite slope channels. In: Weimer, P., Slatt, R.M., Coleman, J.L., Rosen, N., Nelson, C.H., Bouma, A.H., Styzen, M., Lawrence, D.T. (Eds.), *Global Deep Water Reservoirs: Gulf Coast Section SEPM Foundation 20th Annual Bob F Perkins Research Conference*, 578–586.
- McHargue, T., Pyrcz, M.J., Sullivan, M.D., Clark, J.D., Fildani, A., Romans, B.W., Covault J.A., Levy, M., Posamentier, H.W., Drinkwater, N.J., 2010. Architecture of turbidite channel systems on the continental slope: Patterns and predictions. *Marine and Petroleum Geology* 28, 728-743.
- McHargue, T.R., Webb, J.E., 1986. Internal geometry, seismic facies, and petroleum potential of canyons and inner fan channels of the Indus Submarine Fan. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 70, 161-180.
- Moraes, M. A. S., Blaskovski, P.R., Paraizo, P. L.B., 2006. Arquitetura de reservatórios de águas profundas. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, Rio de Janeiro, v. 14, n. 1, p. 7-25.
- Mutti, E., 1985. Turbidite systems and their relations to depositional sequences. In: *Provenance of Arenites* (Ed. Zuffa, G.G.) NATO-ASI series, Reidel, Dordrecht, Netherlands, 65-93.
- Mutti, E., Normark, W.R., 1991. An integrated approach to the study of turbidite systems. In: Weimer, P., Link, M.H. (Eds.), *Seismic Facies and Sedimentary Processes of Submarine Fans and Turbidite Systems*. Springer Verlag, New York, pp. 75-106.
- Navarre, J.-C., Claude, D., Liberelle, E., Safa, P., Vallon, G., Keskes, N., 2002. Deep water turbidite system analysis, West Africa: sedimentary model and implications for reservoir model construction. *The Leading Edge* 21, 1132-1139.
- Neves, R.P., 2007. Modelagem geológica 3D de reservatório e incertezas associadas. Monografia (Monografia para obtenção de título de geologia de reservatório), Universidade Federal de Ouro Preto, 49.
- Pickering, K.T., Clark, J.D., Smith, R.D.A., Hiscott, R.N., Ricci Lucchi, F., Kenyon, N.H., 1995b. Architectural element analysis of turbidite systems, and selected topical problems for sand-prone deep water systems. *Atlas of Deep Water Environments: Architectural style in turbidite systems*, 1-11.

- Pirmez, C., Imran, J., 2003. Reconstruction of turbidity currents in Amazon Channel. *Marine and Petroleum Geology* 20, 823–850.
- Posamentier, H.W., Kolla, V., 2003. Seismic geomorphology and stratigraphy of depositional elements in deep water settings. *Journal of Sedimentary Research* 73, 367-388.
- Ragagnin, G.M. & Moraes, M.A.S., 2006. Seismic geomorphology and connectivity of deep water reservoirs. *Society of Petroleum Engineers* 11, 686-695.
- Schroeter, T., Hollaender, F., Gringarten, A.C., 2001. Deconvolution of well test data as a nonlinear total least square problem. Imperial College, London. *Society of Petroleum Engineers* 71574, 12.
- Sprague, A.R.G., Garfield, T.R., Goulding, F.J., Beaubouef, R.T., Sullivan, M.D., Rossen, C., Campion, K.M., Sickafoose, D.K., Abreu, V., Schellpeper, M.E., Jensen, G.N., Jennette, D.C., Pirmez, C., Dixon, B.T., Ying, D., Ardill, J., Mohrig, D.C., Porter, M.L., Farrell, M.E., Mellere, D., 2005. Integrated slope channel depositional models: the key to successful prediction of reservoir presence and quality in offshore West Africa. CIPM, cuarto E-Exitep 2005, February 20e23, 2005, Veracruz, Mexico, 1-13
- Walker, R.G., 1978. Deep water sandstone facies and ancient submarine fans: models for exploration for stratigraphic traps. *American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Bull.* 62, 932-966.
- Weimer, P., Slatt, R.M., Coleman, J., Rosen, N.C., Nelson, H., Bouma, A.H., Styzen, M.J., Lawrence, D.T. (Eds.), 2000. *Deep Water Reservoirs of The World*. Gulf Coast Section SEPM 20th Bob F. Perkins Research Conference.

CAPÍTULO III – CONCLUSÃO

A ferramenta da modelagem geológica 3D, em conjunto com a simulação dinâmica de fluxo, contribuiu para caracterizar e quantificar os impactos na comunicação hidráulica devido às variações de parâmetros dos depósitos canalizados. Utilizando a resposta da pressão do reservatório à vazão constante, os diferentes padrões de empilhamentos, heterogeneidades de fácies e a permeabilidade mostraram ser bastante influentes no comportamento do fluido no interior dos complexos de canais. Os resultados ressaltaram a importância de uma boa caracterização do reservatório, mostrando que diferentes alterações nas características geológicas dos depósitos canalizados podem gerar comportamentos distintos na produção de hidrocarbonetos.

A mudança na deposição do complexo canalizado com maior predominância de migração lateral para um contexto de maior empilhamento vertical fez com que o grau de confinamento aumentasse. Os limites laterais dos depósitos turbidíticos começaram a ter mais influência no tempo do teste com o crescimento da amalgamação vertical dos canais. Esses resultados ressaltam a importância de uma boa interpretação da disposição dos corpos canalizados, pois o grau de verticalidade no empilhamento dos canais mostrou ter bastante influência na produção de hidrocarbonetos. Cenários de exploração com poços horizontais para cenários com tendência de maior migração lateral e poços verticais ou direcionais ao longo dos canais empilhados verticalmente podem contribuir para melhorar a drenagem do reservatório.

Em relação ao cenário de fácies, os casos de barreiras de transmissibilidade ao longo dos canais impactaram rapidamente a curva da derivada da pressão, mostrando que a baixa capacidade de recarga entre os depósitos canalizados é rapidamente identificada no teste de formação. Os folhelhos escorregados localizados nas margens dificultaram a passagem do fluido somente nos casos em que a migração lateral prevaleceu, dando um aspecto de maior confinamento do sistema. As fácies de escorregamento posicionadas na base dos canais não tiveram grandes impactos na comunicação hidráulica do complexo turbidíticos. O modelo deposicional com barreiras posicionadas parcialmente nos canais teve mais influência no padrão de empilhamento vertical, dificultando o raio de investigação do teste.

O comportamento do fluido no interior do reservatório foi bastante impactado devido às mudanças relacionadas à permeabilidade. Com o aumento dos valores médios dessa propriedade, o alcance da investigação ao longo do teste de formação foi intensificado, contribuindo para identificação das barreiras do sistema mais rapidamente. O crescimento da permeabilidade diminuiu a influência do padrão de empilhamento, sendo possível identificar confinamentos nos diferentes cenários de deposição.

A partir dos dados obtidos, foi possível distinguir, qualitativamente, que os parâmetros de padrão de empilhamento e permeabilidade foram os mais influentes nos resultados dos testes de formação realizados nos complexos canalizados. As variações faciológicas, que mantiveram um certo grau de conectividade entre canais, não tiveram uma forte influência no grau de confinamento.

ANEXOS I – NORMAS DA REVISTA PARA SUBMISSÃO

Apresentação da revista

A revista escolhida foi a *Marine and Petroleum Geology*, que apresentava classificação A2 no critério da CAPES. Trata-se de uma instituição internacional para intercâmbio de conceitos, interpretações e técnicas multidisciplinares para as áreas de geologia marinha e geologia do petróleo. A publicação é rápida e bimestral, permitindo uma comunicação antecipada com a comunidade de geociências.


Normas para submissão

A *Marine and Petroleum Geology* libera para envio o texto em um arquivo único em *Word* ou *PDF* para ser usado no processo de arbitragem. Somente quando o trabalho estiver na fase de revisão, pós-aprovação, é que será solicitado a colocar o artigo no formato correto e a fornecer os dados para a publicação.

Diferente de outras revistas, não há requisitos rígidos de formatação na fase de aprovação, mas todos os textos devem conter os elementos essenciais para transmitir à informação de forma mais clara, como por exemplo: resumo, palavras-chave, introdução, materiais e métodos, resultados, conclusões, figuras e tabelas com legendas. Lembrando que a formatação final para publicação será somente após aceitação do trabalho.

Para maiores detalhes, a revista está disponível no portal:
<https://www.journals.elsevier.com/marine-and-petroleum-geology/>

ANEXO II - COMPROVAÇÃO DE SUBMISSÃO

**Marine and Petroleum Geology**

home | main menu | submit paper | guide for authors | register | change details | log out


Impact of COVID-19 on peer review process; see [here](#).

Username: otalchaves@gmail.com
Switch To: Author Go to: [My EES Hub](#)

Version: EES 2020.2

Author's Decision

Thank you for approving "CHARACTERIZATION AND 3D GEOLOGICAL MODELLING OF TURBIDITY RESERVOIRS AND ITS INFLUENCES IN THE PETROLEUM PRODUCTION". An email has been sent to you confirming that the journal has received this submission. Your Co-Author(s) may also receive this email, depending on the journal policy.

 Mendeley To keep track of how your article is performing [get your Author stats on Mendeley](#)

[Main Menu](#)

Submission Confirmation

2 mensagens

Marine and Petroleum Geology <eesserver@eesmail.elsevier.com>
Responder a: Marine and Petroleum Geology <jmpg@elsevier.com>
Para: otalchaves@gmail.com

30 de março de 2020 23:32

*** Automated email sent by the system ***

Article Type: Review Article.

Dear Mr. Otavio Chaves,

We have received your article "CHARACTERIZATION AND 3D GEOLOGICAL MODELLING OF TURBIDITY RESERVOIRS AND ITS INFLUENCES IN THE PETROLEUM PRODUCTION" for consideration for publication in Marine and Petroleum Geology.

Your manuscript will be given a reference number once an editor has been assigned.

To track the status of your paper, please do the following:

1. Go to this URL: <https://ees.elsevier.com/jmpg/>
2. Enter these login details:
Your username is: otalchaves@gmail.com
Your password is: *****
3. Click [Author Login]
This takes you to the Author Main Menu.
4. Click [Submissions Being Processed]

Thank you for submitting your work to this journal.

Kind regards,

Elsevier Editorial System
Marine and Petroleum Geology

Please note that the editorial process varies considerably from journal to journal. To view a sample editorial process, please click here:
http://ees.elsevier.com/eeshelp/sample_editorial_process.pdf

For further assistance, please visit our customer support site at <http://help.elsevier.com/app/answers/list/p/7923>. Here you can search for solutions on a range of topics, find answers to frequently asked questions and learn more about EES via interactive tutorials. You will also find our 24/7 support contact details should you need any further assistance from one of our customer support representatives.

ANEXO III – JUSTIFICATIVA DA PARTICIPAÇÃO DE COAUTORES

Adler da Cruz Nascimento e Tales Farina Dornelles foram inseridos como coautores no artigo devido às suas contribuições no desenvolvimento do trabalho, tanto com ensinamento nos softwares utilizados, quanto na passagem do conhecimento técnico sobre o assunto, que englobava não só temas ligados à geologia, mas também à engenharia de petróleo.